

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky  
a komunikačních technologií

DIZERTAČNÍ PRÁCE

Brno, 2017

Ing. Jan Morávek





# VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

## FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

## ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

## PROCESY ŘÍZENÍ V ENERGETICKÝCH SYSTÉMECH S ALTERNATIVNÍMI ZDROJI ENERGIE

CONTROL PROCESSES IN ENERGY SYSTEMS WITH ALTERNATIVE POWER SOURCES

### DIZERTAČNÍ PRÁCE

DOCTORAL THESIS

### AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Ing. Jan Morávek

### ŠKOLITEL

SUPERVISOR

doc. Ing. Petr Mastný, Ph.D.

BRNO 2017



## **ABSTRAKT**

Dizertační práce představuje komentovaný soubor článků zaměřených na oblast procesů řízení v systémech s obnovitelnými zdroji energie, matematické modely a možnosti optimalizace u fotovoltaických systémů velkého i malého rozsahu. V rámci řešení byly publikovány články v zahraničních impaktovaných a recenzovaných časopisech a indexovaných sbornících zahraničních i tuzemských konferencích. Hlavními výsledky dizertační práce jsou návrh, konfigurace a realizace hybridního energetického systému s následnou optimalizací. S využitím provozních dat z laboratorního systému byl sestaven a následně validován matematický model v prostředí Matlab/Simulink pro hybridní energetický systém s akumulací. Možnosti optimalizace výrobních fotovoltaických zdrojů jsou založeny jednak na provozních měřeních (u komerčních aplikací) a na analýze regulátorů toku výkonu pro optimalizaci energetické bilance (pro aplikace v soukromých objektech v malém měřítku).

## **KLÍČOVÁ SLOVA**

Energetický systém, alternativní zdroje, řídicí procesy, fotovoltaika, větrná energie, hybridní systém, optimalizace, model, Matlab, Simulink, regulátor, tok výkonu

## **ABSTRACT**

The dissertation is an publication summary focused on the field of management processes in renewable energy systems, mathematical models and optimization possibilities for large and small scale photovoltaic systems. The articles were published in foreign impacted and reviewed journals and indexed proceedings of foreign and domestic conferences. The main results of the dissertation are the design, configuration and realization of the hybrid energy system with subsequent optimization. Using the data from the laboratory system, a mathematical model was compiled and subsequently validated in the Matlab / Simulink environment for a hybrid energy system with accumulation. The options for power production optimization with photovoltaic sources are based on both operational measurements (for commercial applications) and on the analysis of power flow controllers to optimize the energy balance (for small scale applications in private buildings).

## **KEYWORDS**

Energy system, alternative sources, control processes, photovoltaic, wind energy, hybrid system, optimization, model, Matlab, Simulink, regulator, power flow

MORÁVEK, J. *Procesy řízení v energetických systémech s alternativními zdroji energie*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2017. 252 s. Školitel doc. Ing. Petr Mastný, Ph.D.



## PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že svou dizertační práci na téma „Procesy řízení v energetických systémech s alternativními zdroji energie“ jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího dizertační práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené dizertační práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této doktorské práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a/nebo majetkových a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon), ve znění pozdějších předpisů, včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

V Brně dne 29.8.2017

Jan Morávek





## PODĚKOVÁNÍ

Rád bych na tomto místě poděkoval především své rodině za podporu a motivaci k absolvování doktorského studia.

Dále mnohokrát děkuji manželce Lucii za trpělivost, pomoc a psychickou podporu ve chvílích čirého zoufalství a beznaděje.

Velké díky patří mému školiteli doc. Ing. Petru Mastnému, Ph.D, jenž mě dokázal s nadhledem provést studiem a stal se nejen váženým profesním kolegou, ale i blízkým přítelem v osobním životě, na kterého se mohu spolehnout.

Na závěr bych rád poděkoval kolektivu z Ústavu elektroenergetiky, který svými cennými radami, postřehy a mnohdy i svérázným humorem přispěl k vypracování této dizertační práce a zajistil příjemné zázemí pro studium.

V Brně dne 29.8.2017

Jan Morávek



# OBSAH

<b>Seznam symbolů, veličin a zkratk</b>	<b>17</b>
<b>Úvod</b>	<b>23</b>
<b>1 Cíle dizertační práce</b>	<b>25</b>
<b>2 Návrh hybridního systému</b>	<b>27</b>
2.1 Výchozí konfigurace hybridního systému . . . . .	27
2.1.1 Výchozí nastavení řídicího systému . . . . .	30
2.2 Analýza výchozí vnitřní logiky systému . . . . .	31
2.2.1 Výchozí nastavení – příkon zátěže odpovídající výrobě . . . . .	32
2.2.2 Výchozí nastavení – příkon zátěže vyšší než výroba . . . . .	32
2.2.3 Výchozí nastavení – příkon zátěže vyšší než výroba, bez sítě . . . . .	33
2.2.4 Výchozí nastavení – odpojená zátěž, snížená výroba, bez sítě . . . . .	33
2.2.5 Zhodnocení výchozího nastavení řídicího systému . . . . .	34
2.3 Optimalizace hybridního systému . . . . .	34
2.3.1 Korektní nastavení regulátoru větrné turbíny . . . . .	35
2.3.2 Použití měniče Variotrack pro FV systém . . . . .	35
2.3.3 Vzdálený přístup k systému . . . . .	36
2.3.4 Měřicí systém pro záznam meteorologických podmínek . . . . .	36
2.4 Provozní měření na hybridním energetickém systému . . . . .	39
2.5 Zhodnocení dosažených výsledků . . . . .	41
<b>3 Modelování prvků hybridních systémů</b>	<b>43</b>
3.1 Matematický model hybridního systému . . . . .	44
3.1.1 Fotovoltaický panel . . . . .	44
3.1.2 DC-DC konvertor . . . . .	46
3.1.3 Akumulační systém . . . . .	47
3.1.4 DC-AC měnič . . . . .	48
3.1.5 Zátěž . . . . .	49
3.2 Validace modelu . . . . .	49
3.3 Využití sestavených modelů a zhodnocení dosažených výsledků . . . . .	51
<b>4 Optimalizace a provozní měření FVE</b>	<b>53</b>
4.1 Provozní výkonnost FV systému . . . . .	53
4.2 Kontrola FV instalace dle ČSN EN 62446 . . . . .	54
4.2.1 Vizuální kontrola . . . . .	54
4.2.2 Měření na FV systému . . . . .	54

4.3	Provozní diagnostika FV řetězců . . . . .	56
4.3.1	Kritéria vyhodnocení výsledků měření . . . . .	56
4.4	Zhodnocení dosažených výsledků . . . . .	57
<b>5</b>	<b>Optimalizace s využitím zařízení pro regulaci toku výkonu</b>	<b>59</b>
5.1	Možnosti řízení výkonů . . . . .	60
5.2	Kontroléry pro řízení toků energií . . . . .	62
5.3	Měření negativních vlivů systému s regulátorem toku výkonu . . . . .	63
5.4	Vyhodnocení problematiky regulátorů toků výkonu . . . . .	66
<b>6</b>	<b>Výsledky</b>	<b>67</b>
<b>7</b>	<b>Závěr</b>	<b>71</b>
	<b>Literatura</b>	<b>75</b>
	<b>Seznam příloh</b>	<b>79</b>
<b>A</b>	<b>Publikované články</b>	<b>81</b>
A.1	Automation of Small Energy Sources . . . . .	83
A.2	Hybrid Renewable Energy System - Configuration and Control . . . . .	91
A.3	Experimental Hybrid Energy System . . . . .	99
A.4	Experimental Hybrid Energy System - Actual Progress . . . . .	105
A.5	Hybrid Energy System - Optimization and New Concept . . . . .	111
A.6	Model of PMSG Wind Turbine in Hybrid Energy System . . . . .	117
A.7	Modeling the Energy Systems in Matlab Simulink - Problematics of Energy System Control . . . . .	123
A.8	Mathematical Modeling of Basic Parts of Heating Systems with Alternative Power Sources . . . . .	131
A.9	Current Status of the Potential Induced Degradation in Czech Republic .	139
A.10	Practical Experience of Operational Diagnostics and Defectoscopy on Photovoltaic Installations in the Czech Republic . . . . .	147
A.11	Photovoltaic Power Plant Inspection And Diagnostic . . . . .	169
A.12	Praktické poznatky z provozní diagnostiky FVE v ČR - diagnostika PID .	175
A.13	Power Quality Issues Related to Power Flow Control in Systems with Renewable Energy Micro Sources . . . . .	187
A.14	Concept of Fast Charging Stations with Integrated Accumulators - Assessment of the Impact for Operation . . . . .	195
A.15	Integrace nabíjecích stanic s podporou akumulace - provozní charakteristiky . . . . .	203

A.16 Hybrid PV System with Accumulation – Support for Electric Vehicles

Charging . . . . . 215

**Literatura použitá v člancích** **241**



## SEZNAM OBRÁZKŮ

2.1	Výchozí schéma navrženého hybridního systému [13] . . . . .	28
2.2	Výkonová bilance systému – Výchozí nastavení (příkon zátěže odpovídající výrobě) . . . . .	32
2.3	Výkonová bilance systému – Výchozí nastavení (příkon zátěže je vyšší než výroba) . . . . .	32
2.4	Výkonová bilance systému – Výchozí nastavení – příkon zátěže vyšší než výroba, odpojená síť . . . . .	33
2.5	Výkonová bilance systému – Výchozí nastavení – odpojená zátěž, snížená výroba, bez sítě . . . . .	33
2.6	Systém pro měření meteorologických podmínek [7] . . . . .	37
2.7	Srovnávací fotovoltaický článek typ SI01TCT [7] . . . . .	37
2.8	Online přístup k meteorologickým datům z monitorovacího systému . . . . .	37
2.9	Jednopolové schéma hybridního systému po optimalizaci . . . . .	38
2.10	Výsledky provozního měření 2. dubna 2016 – Přehled výkonů v systému . . . . .	39
2.11	Výsledky provozního měření 2. dubna 2016 – Napětí na DC vstupu střídačů . . . . .	39
2.12	Výsledky provozního měření 2. dubna 2016 – Vstupní a výstupní výkon jednotlivých střídačů . . . . .	40
2.13	Výsledky provozního měření 2. dubna 2016 – Napětí měřené na svorkách akumulátoru a SOC . . . . .	40
2.14	Výsledky provozního měření 2. dubna 2016 – Výkon baterie . . . . .	41
3.1	Implementace hybridního energetického systému v prostředí Matlab Simulink . . . . .	44
3.2	Náhradní schéma jednodiodového modelu fotovoltaického panelu podle [3] . . . . .	45
3.3	Srovnání naměřené $I$ - $V$ křivky se simulovanými výsledky . . . . .	46
3.4	Závislost regulačního koeficientu na okamžitém napětí akumulace . . . . .	47
3.5	Průběhy výkonů měřené na fyzikálním modelu hybridního systému . . . . .	50
3.6	Průběhy výkonů získané ze simulace na modelu hybridního systému . . . . .	50
4.1	Výsledek měření $I$ - $V$ charakteristiky FV stringu . . . . .	57
5.1	Jednopolové schéma spotřebitelské sítě s jednofázovým PV zdrojem a s variantním řešením bilance činného výkonu [4] . . . . .	61
5.2	Typické zapojení a možnosti regulátoru toku výkonů při optimalizaci přebytků výroby z FV zdrojů [11] . . . . .	62
5.3	Schéma zapojení laboratorního systému s regulátorem toku výkonu [11] . . . . .	63
5.4	Uspořádání měřicího pracoviště s regulátorem toku výkonu . . . . .	65
5.5	Wattrouter – proud zdroje, spínané zátěže a napětí . . . . .	65
5.6	Greenbono – proud zdroje, spínané zátěže a napětí . . . . .	65
5.7	Wattrouter – proud elektroměrem a napětí . . . . .	65

5.8	Greenbono – proud elektroměrem a napětí . . . . .	65
5.9	Wattrouter – průběh okamžitého výkonu . . . . .	65
5.10	Greenbono – průběh okamžitého výkonu . . . . .	65



## SEZNAM TABULEK

3.1	Naměřené hodnoty energie při validaci modelu . . . . .	49
3.2	Vypočítané hodnoty energie při validaci modelu . . . . .	51
3.3	Procentuální odchylka měřených a vypočítaných hodnot energie při validaci modelu . . . . .	51



## SEZNAM SYMBOLŮ, VELIČIN A ZKRATEK

### Zkratky:

AC	střídavý proud – Alternative Current
AC-IN	střídavý vstup střídače – Alternative Current Input
AC-OUT	střídavý výstup střídače – Alternative Current Output
BSP	modul pro vyhodnocení stavu baterie – Battery Signal Processor
CAFT	Cech aplikovaných fotovoltaických technologií
CAN	průmyslová provozní sběrnice CAN – Controller Area Network
ČR	Česká republika
DC	stejnsměrný proud – Direct Current
DS	distribuční soustava
ERÚ	Energetický regulační úřad
EU	Evropská unie – European Union
EV	elektromobil – Electric-Vehicle
EVA	etylen-vinylacetát
DOD	hloubka vybití – Depth Of Discharge
EMC	elektromagnetická kompatibilita – ElectroMagnetic Compatibility
FEKT	Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií
FV	fotovoltaický
FVE	fotovoltaická elektrárna
HDO	hromadné dálkové ovládání
IC	inkrementální vodivost – Incremental Conductance
ID	identifikátor zařízení na sběrnici RS-485
I-V	Ampér-Voltová
LAN	místní ethernetová síť – Local Area Network

LPS	system ochrany před bleskem – Lightning Protection System
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MPP	bod maximálního výkonu – Maximum Power Point
MPPT	sledování maximálního bodu výkonu – Maximum Power Point Tracker
NN	nízké napětí
OZE	obnovitelné zdroje energie
PID	potenciálem indukovaná degradace – Potential Induced Degradation
P&O	metoda MPPT Perturb and Observe
PLC	programovatelný logický kontrolér – Programmable Logic Controller
PW	pulzně-šířková – Pulse-Width
PWR	pulzně-šířková regulace – Pulse-Width Regulation
RCC	vzdálené ovládání systému – Remote Control and programming Centre
SD	paměťová karta – Secure Digital
SOC	stav nabití – State of Charge
SSR	polovodičové relé – Solid State Relay
SSR-ZCS	polovodičové relé se spínáním v nule – Solid State Relay - Zero Cross Switching
STC	standardní testovací podmínky – Standard Test Conditions
TA ČR	Technologická agentura České republiky
TGT	technika teplotního gradientu – Temperature Gradient Technique
UEEN	ústav elektroenergetiky
UPS	záložní zdroj energie – Uninterruptible Power Source
VtE	větrná elektrárna
VUT	Vysoké učení technické

**Veličiny:**

$A$	Celková plocha všech instalovaných FV panelů v rámci FV elektrárny	(m <sup>2</sup> )
$D$	Faktor ideality diody	(-)
$E$	Elektrická energie	(Wh)
$E_{AC\_LOAD,meas}$	Energie odebíraná zátěží na AC straně – hodnota získaná z měření na fyzikálním modelu	(Wh)
$E_{AC\_LOAD,sim}$	Energie odebraná zátěží na AC straně – hodnota získaná ze simulace matematickým modelem	(Wh)
$E_{battminus,meas}$	Energie odebraná z akumulace – hodnota získaná z měření na fyzikálním modelu	(Wh)
$E_{battminus,sim}$	Energie odebraná z akumulace – hodnota získaná ze simulace matematickým modelem	(Wh)
$E_{battplus,meas}$	Energie dodaná do akumulace – hodnota získaná z měření na fyzikálním modelu	(Wh)
$E_{battplus,sim}$	Energie dodaná do akumulace – hodnota získaná ze simulace matematickým modelem	(Wh)
$E_{DC\_DC,meas}$	Energie dodaná do systému DC-DC měničem – hodnota získaná z měření na fyzikálním modelu	(Wh)
$E_{DC\_DC,sim}$	Energie dodaná do systému DC-DC měničem – hodnota získaná ze simulace matematickým modelem	(Wh)
$E_{ffm}$	Účinnost nových FV panelů	(%)
$G$	Intenzita slunečního záření v rovině panelu	(W·m <sup>-2</sup> )
$G_E$	Celková agregovaná energie slunečního záření	(Wh)
$G_0$	Nekonvertovatelná agregovaná energie slunečního záření	(Wh)
$I_{ph}$	Proud generovaný fotodiodou	(A)
$I_{pv}$	Výstupní proud FV panelu	(A)

$I_s$	Saturační proud	(A)
$N_s$	Počet článků panelu v sérii	(-)
$P_{bat}$	Výkon na rozhraní akumulátoru	(W)
$P_{inst}$	Instalovaný výkon FVE	(Wp)
$P_{mpp,STC,exp}$	Očekávaný výkon v maximálním pracovním bodě při STC podmínkách	(W)
$P_{mpp,STC,meas}$	Měřený výkon v maximálním pracovním bodě při STC podmínkách	(W)
$P_{mpp,STC,nom}$	Nominální výkon v maximálním pracovním bodě při STC podmínkách	(W)
$P_{FVS}$	Výkon FV systému	(W)
$P_{grid,HT}$	Výkon odebíraný ze sítě v době platnosti vysokého tarifu	(W)
$P_{grid,LT}$	Výkon odebíraný ze sítě v době platnosti nízkého tarifu	(W)
$P_{load,DC}$	Příkon DC-AC měniče pro napájení zátěže	(W)
$P_{out,DC-DC}$	Výstupní výkon z DC-DC měniče	(W)
$P_{VtE}$	Výkon větrné turbíny	(W)
$Q$	Regulační koeficient	(-)
$R_s$	Sériový odpor panelu	( $\Omega$ )
$R_{sh}$	Paralelní odpor panelu	( $\Omega$ )
$SOC_{bat}$	Stav nabití akumulátoru	(%)
$T$	Teplota fotovoltaického článku	(K)
$V$	Výstupní napětí panelu	(V)
$V_{ref}$	Pracovní napětí FV panelu	(V)
$k$	Boltzmannova konstanta $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$	(J·K <sup>-1</sup> )
$n$	Doba provozu FV panelů	(rok)

---

$p$	Tolerance nominálního výkonu při výrobě	(%)
$q$	Náboj elektronu $q = 1,602 \cdot 10^{-9}$	(C)
$r$	Maximální roční pokles výkonu	(% · rok <sup>-1</sup> )
$t$	Teplota fotovoltaického panelu	(°C)
$\Delta E_{AC\_LOAD}$	Odchylka energie odebrané zátěží na AC straně	(%)
$\Delta E_{battminus}$	Odchylka energie odebrané z akumulace	(%)
$\Delta E_{battplus}$	Odchylka energie dodané do akumulace	(%)
$\Delta E_{DC\_DC}$	Odchylka energie dodané do systému DC-DC měničem	(%)
$\Delta I$	Odchylka simulovaných hodnot proudu od měřených	(%)
$\eta_{DC-AC}$	Účinnost konvertoru DC-AC	(%)
$\eta_{DC-DC}$	Účinnost konvertoru DC-DC	(%)





## ÚVOD

Aktuální vývoj situace v oblasti obnovitelných zdrojů energie v České republice (ČR), kdy po masivním rozvoji fotovoltaických (FV) elektráren v letech 2009 – 2012 došlo k omezení podpory vykupované energie, vedl k zaměření dizertační práce na řídicí procesy zabývající se optimalizací jednotlivých výrobních jednotek s obnovitelnými zdroji energie, možnostmi jejich uspořádání a nastavení k zajištění korektního provozu.

Obnovitelné zdroje energie (OZE) se staly v posledním desetiletí oblastí dynamického rozvoje a soustředěného výzkumu v souvislosti s narůstající spotřebou energie a postupným vyčerpáváním zásob fosilních zdrojů. Širší zájem veřejnosti o obnovitelné zdroje energie byl způsoben snižováním investičních nákladů v důsledku existence nových výrobních technologií a nárůstu konkurence na obchodním trhu.

Provedené legislativní změny (především zrušení podpory pro nové zdroje od roku 2014) ve své podstatě zabrdily masivní rozvoj výstavby velkých elektráren využívajících sluneční záření a větrnou energii, ke kterému došlo v letech 2009–2011. V souvislosti s provedenými opatřeními (zrušení daňových úlev, snížení výkupních cen, dodatečné zdanění výrobních zdrojů) se provozovatelé stávajících instalací zaměřili především na optimalizaci provozních celků a diagnostiku případných defektů pro maximalizaci efektivity výroby a zajištění požadované provozní výkonnosti.

Pro tyto typy obnovitelných zdrojů se tak v otevřela nová oblast využití v aplikacích s malým výkonem, kde není primární snahou zisk, ale zvýšení nezávislosti na veřejné distribuční síti, tedy maximální využití vyrobené elektrické energie v místě instalace zdroje. Současné řešení těchto energetických systémů tak předpokládá využití akumulace energie v různých formách, zároveň však narážíme na problém související s charakterem některých obnovitelných zdrojů. Sluneční a větrná energie je obtížně regulovatelný zdroj, který má stochastický charakter a je tak špatně předvídatelný.

Vzhledem ke zmíněné současné situaci v oblasti obnovitelných zdrojů se jako perspektivní jeví malé energetické systémy. Aplikační sféra rodinných domů, malých výrobních objektů, případně administrativních budov je cílovou oblastí stávajícího výzkumu a vývoje. Tuto skutečnost indikují nové i probíhající dotační programy s využitím finančních zdrojů ČR a EU.

Dizertační práce představuje komentovaný soubor článků tvořících ucelený pohled na řízení, matematické modelování, optimalizaci a využití energetických systémů s obnovitelnými zdroji elektrické energie.



# 1 CÍLE DIZERTAČNÍ PRÁCE

V souvislosti se zadaným tématem dizertační práce byly specifikovány následující cíle:

- návrh řídicího systému pro hybridní systém s akumulací,
- analýza řídicí logiky využívané v současných konfiguracích,
- definice podmínek pro řízení hybridních energetických systémů v korelaci s provozními stavy,
- tvorba matematického modelu hybridního energetického systému,
- optimalizace energetických systémů s alternativními zdroji energie.

Návrh řídicí logiky pro hybridní systém souvisí s realizací instalace experimentálního hybridního systému, který kombinuje různé typy obnovitelných zdrojů spolu s akumulací. Ve fázi návrhu je třeba specifikovat základní funkce řídicího systému s ohledem na provozní požadavky a bezpečnost celého energetického zařízení.

Následným krokem je analýza řídicí logiky využívané v současných konfiguracích. Pro provedení základní analýzy lze využít navržený řídicí systém, který byl ve výchozím stavu nastaven dle doporučení výrobce. Popis vnitřní logiky ve výchozím nastavení umožní podrobněji popsat jednotlivé provozní stavy využívané v současných konfiguracích.

S využitím získaných poznatků bude možné posoudit vhodnost dosavadního řešení a navrhnout řešení vedoucí k optimalizaci využití stávajícího hybridního systému i s ohledem na provozní vlastnosti a provozní stavy.

Tvorba matematického modelu hybridního energetického systému souvisí s provozními stavy, které jsou s ohledem na rozsáhlé parametry jednotlivých prvků tvořících celý systém, obtížně definovatelné. Sestavený matematický model, který umožní bližší pohled na jednotlivé energetické toky v systému, může sloužit jako optimalizační nástroj pro úpravu stávajícího nastavení.

Možnosti optimalizace energetických systémů tvoří poslední z cílů dizertační práce. Podkladem pro zpracování jsou splněné předcházející cíle, s jejichž využitím je možné stanovit možnosti přístupů k optimalizaci provozu systémů s obnovitelnými zdroji energie.



## 2 NÁVRH HYBRIDNÍHO SYSTÉMU

Hlavní motivací pro návrh a realizaci hybridního systému s akumulací byl dosavadní způsob řešení. Akumulační systémy se využívaly v kombinaci s FV systémy pouze jako záložní zdroj, kdy byla akumulace primárně udržována zcela nabitá, jak je popsáno níže. Na základě tohoto způsobu řízení, které snižuje celkový potenciál využití jednotlivých energetických zdrojů, vznikl námět na téma dizertační práce, jejímž dílčím cílem by byl korektní návrh systému z hlediska uspořádání a řízení. Optimální využití jednotlivých energetických systémů je v současné době řešeno v rámci dvou projektů TA ČR, které jsou zaměřeny na zvýšení účinnosti energetických systémů s výrobou tepla a elektrické energie u velkých zdrojů a na optimalizaci řídicích algoritmů v hybridních energetických systémech. Tyto řešené projekty dokládají aktuálnost tématu a potřebnost hledání nových způsobů řízení a využití.

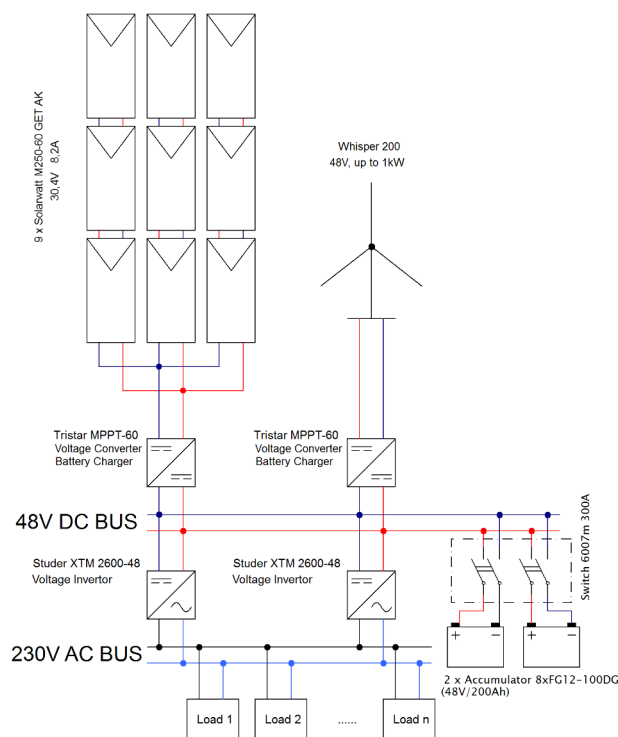
První řešený projekt s názvem Plánování a optimalizace výroby energetických zdrojů je zařazen do programu Alfa TA ČR. Projekt je zaměřen na optimalizaci energetických procesů v klasických tepelných elektrárnách a teplárnách s možností využití řídicích procesů u OZE.

Druhý řešený projekt s názvem Bezuhlíkový hybridní energetický systém s akumulací pracující jako aktivní prvek elektrizační soustavy je zařazen do programu Epsilon TA ČR. Tento projekt je zaměřen na analýzu vnitřního uspořádání hybridního systému, řídicích algoritmů a přepínání provozních stavů s ohledem na kvalitu napětí v síti a maximální využití vyrobené elektrické energie. Tento projekt je úzce provázán s tématem dizertační práce a navazuje na dílčí výsledky prezentované v následujícím textu.

### 2.1 Výchozí konfigurace hybridního systému

Výchozí konfigurace hybridního systému vychází ze základních požadavků na využití a výkon systému, dobu autonomního provozu a z výkonů dostupných zdrojů. S ohledem na předem definovanou lokalitu (Laboratoř obnovitelných zdrojů UEEN FEKT VUT v Brně) byly instalovány dva zdroje energie - monokrystalické FV panely o souhrnném výkonu  $P_{FVS}=2,25$  kWp a rychloběžná větrná turbína s nominálním výkonem  $P_{VtE}=1$  kW při rychlosti větru  $11,6$  m·s<sup>-1</sup>. Jednotlivé zdroje byly, ve fázi ověřovacího provozu, připojeny k akumulaci přes regulátor nabíjení Morningstar TS-MPPT-60.

Akumulaci energie zajišťují gelové olověné akumulátory v sérioparalelním zapojení tak, aby bylo získáno napětí 48 V a kapacita 400 Ah. Celková kapacita akumulátorů tak dosahuje 20 kWh elektrické energie. V systému jsou použity olověné akumulátory navzdory současnému trendu nasazování lithiových akumulátorů, které jsou výhodnější z hlediska parametrů, jako je počet cyklů a hloubka vybití – Depth Of Discharge (DOD),



Obr. 2.1: Výchozí schéma navrženého hybridního systému [13]

kteřá běžně dosahuje hodnot 80–100 %. Olověné akumulátory byly zvoleny především kvůli nižší ceně a pokročilým možnostem nastavení nabíjecích charakteristik u současných regulátorů. Zvolená míra DOD pro tyto akumulátory je 50 %, což dle údajů výrobce zajistí maximální pokles celkové kapacity na 60 % jmenovité hodnoty po absolvování přibližně 1100 nabíjecích cyklů. Při uvažování jednoho nabíjecího cyklu denně tak tento stav nastane za tři roky.

Hybridní měniče Studer Innotec XTM2600 jsou jednofázové a jsou zapojeny v režimu Master–Slave<sup>1</sup>, což umožňuje přepnout podřízený střídač do klidového režimu při nízkém zatížení systému a snížit tak vlastní spotřebu systému. Hybridní měniče umožňují připojení na síť pro zajištění nabíjení akumulace ze sítě (svorky AC–IN). Výstupní svorky (AC–OUT) představují zálohovanou ostrovní síť (Grid–OFF), jejíž frekvence je řízena střídačem na 50 Hz. Označení svorek vychází z označení výrobce. Základní přehledové schéma je na Obr. 2.1 a společně s podrobným popisem systému bylo publikováno v článkách uvedených v příloze A.2, A.3, A.5 a A.6.

<sup>1</sup>Master-Slave zapojení využívá komunikace mezi střídači zapojených na jedné fázi. V případě nízkého odebíraného výkonu ze systému nebo nízkého vstupního výkonu na straně zdrojů, je v provozu střídač označený jako Master. Slave se nachází v úsporném režimu a aktivuje se až při navýšení výkonu. Výhodou tohoto řešení je nižší vlastní spotřeba a vyšší provozní účinnost jednotlivých střídačů.

Realizovaný experimentální hybridní systém využívá integrovaný řídicí systém střídačů Studer Innotec, jejichž pokročilé možnosti nastavení zajistí bezpečný provoz a pomocí společné sběrnice zajišťují komunikaci a nastavení dalších komponent systému. Použitá sběrnice je řetězcová a umožňuje propojení následujících prvků řídicího systému:

- RCC-02 – Uživatelské rozhraní s LCD displejem pro nastavení a kontrolu řídicího systému.
- BSP – Modul pro monitorování stavu akumulace.
- Xcom-232i – Datalogger a převodník komunikačního rozhraní Studer na standardní rozhraní RS-232.
- Xcom-MS – Převodník komunikačního rozhraní Studer na rozhraní RS-485 pro regulátory Morningstar TS-MPPT-60.
- XTM-2600 – Střídač Xtender umožňuje přímé zapojení do řídicího systému.

Řídicí systém tak zajišťuje základní požadavky na bezpečnost, kdy jsou korektně nastaveny všechny hodnoty související s provozem a nabíjením akumulátorů. Pro nabíjení akumulátorů je uvažován nabíjecí cyklus sestávající z následujících tří fází:

- **Fáze souvislého nabíjení (bulk stage)** – fáze nabíjení akumulátoru maximálním dostupným výkonem, dokud nebude dosaženo tzv. absorpčního napětí a zahájení absorpční fáze. Při dosažení absorpční fáze je akumulátor nabit přibližně na 80 % SOC [20].
- **Absorpční fáze (absorption stage)** – při dosažení úrovně absorpčního napětí se použije regulace konstantního napětí a nabíjecí proud je postupně snižován tak, aby byl akumulátor udržován na absorpčním napětí po dobu 120 minut, což zajistí plné nabití akumulátorů. V případě, že v předchozím nabíjecím cyklu došlo k poklesu napětí pod 50 V, je čas absorpce prodloužen o 30 minut [20].
- **Udržovací fáze (float stage)** – udržovací fáze následuje po ukončení absorpční fáze. Udržovací napětí je nižší než absorpční, přičemž dochází k nabíjení velmi malým proudem. Důsledkem je omezení zahřívání baterie, protože po plném nabití nedochází k dalším chemickým reakcím a všechna dodaná energie se přeměňuje na teplo. V případě, že připojená zátěž odebírá větší proud, než jsou nabíjecí regulátory schopny dodat, dojde k poklesu napětí na baterii. Jestliže tento pokles napětí pod stanovenou mez trvá déle než 30 minut, aktivuje se opět fáze souvislého nabíjení a nabíjecí cyklus se opakuje [20].

V kompletních nabíjecích cyklech pro olovené akumulátory se používá i čtvrtá nabíjecí fáze – fáze ekvalizace (equalize stage). Je to výhodné především pro akumulátory s tekutým elektrolytem, kdy při periodickém nabíjení a vybíjení dochází ke stratifikaci elektrolytu a snížení kapacity. Při ekvalizaci se nabíjecí napětí zvýší nad hodnotu absorpč-

ního napětí, což způsobí, že akumulátor začne „plynovat“ a elektrolyt se tak promíchá. Dále se ekvalizací omezuje míra sulfatace elektrod.

Vzhledem k vysokému napětí při ekvalizaci (67 V pro systémy s nominálním napětím 48 V) je nutné vhodnost ekvalizace zvážit, případně odpojit části systému, které by mohlo zvýšené napětí poškodit. Pro navržený systém není ekvalizace doporučena, především kvůli použitému typu akumulátorů - gelový elektrolyt je méně náchylný na uvedené problémy spojené se stratifikací elektrolytu. Přestože výrobce ekvalizaci umožňuje, pro uzavřené akumulátory není zcela vhodná vzhledem ke zvýšené tvorbě plynů.

Jednotlivé uvedené meze napětí je možné v řídicím systému nastavit. Průběh napětí akumulčního systému následně respektuje tyto meze, jak je zřejmé z Obr. 2.11 v kapitole 2.4, který zobrazuje data získaná v průběhu provozního měření.

### 2.1.1 Výchozí nastavení řídicího systému

Výrobce přednastavená konfigurace řídicího systému uvažuje jako primární zdroj energie akumulátory, které tak mají prioritu pro nabíjení. Cílem je udržovat akumulátory neustále plně nabitě, aby bylo zajištěno zálohování ostrovní sítě (AC–OUT). Systém tedy pracuje jako záložní zdroj energie – Uninterruptible Power Source (UPS). Tato konfigurace s sebou přináší z provozního hlediska následující výhody i nevýhody.

Výhody:

- Nízký počet pracovních cyklů akumulace.
- Vyšší stupeň zajištění dodávky elektrické energie.
- Výstupní výkon může být vyšší, než je dostupný výkon z veřejné sítě (AC–IN) omezený hlavním jistícím prvkem.

Nevýhody:

- Dochází k omezení výkonu obnovitelných zdrojů – potenciální problém pro větrnou turbínu.
- Při zanedbatelném poklesu SOC dochází k odběru elektrické energie z veřejné sítě.
- Systém primárně využívá veřejnou síť místo dobíjení akumulace z dostupných obnovitelných zdrojů.
- Systém neumožňuje dodávku přebytků energie do distribuční sítě.

Omezení výroby obnovitelných zdrojů lze v této konfiguraci považovat za neefektivní, protože není využito maximálního potenciálu zdrojů v dané lokalitě. Především pro větrnou turbínu představuje tlumení výroby (resp. snížení zátěže) zásadní problém, který přímo ovlivňuje bezpečnost celého systému. Pokud nastane situace, kdy je generátor turbíny náhle odlehčen regulátorem, tedy dojde k poklesu zátěžného momentu, přičemž



hnačí moment větrné turbíny zůstane konstantní, je důsledkem nárůst úhlové rychlosti soustavy a s tím spojený nárůst indukovaného napětí na svorkách generátoru. Použitý synchronní generátor s permanentními magnety neumožňuje změnu magnetické indukce a tento typ generátoru tak postrádá možnost regulace výstupního napětí pomocí budícího obvodu. Při urychlení generátoru tak dochází k nárůstu napětí nad hodnoty přípustné pro daný regulátor (150 V pro TS-MPPT-60) a vybavení přepět'ových ochran na vstupní části regulátoru.

Řídicí systém tak musí umožnit správnou konfiguraci regulátoru, který bude schopen při nárůstu napětí rotor turbíny zatížit tak, aby udržoval optimální pracovní bod na výkonové charakteristice. Regulátor TS-MPPT-60 je schopen rychle reagovat na změny napětí na vstupní části za předpokladu, že je naprogramována výkonová zatěžovací křivka.

Dle komunikace s technickou podporou společnosti Morningstar je tato funkce ve fázi beta testování a zatěžovací charakteristiku potřebnou pro naprogramování regulátoru je třeba stanovit pro daný typ turbíny experimentálně.

Pro tyto účely byl sestaven základní model větrné elektrárny se synchronním generátorem s permanentními magnety (prezentován v člancích uvedených v příloze A.5 a A.6) tak, aby bylo možné predikovat chování systému při určitých rychlostech větru. Následně byla s využitím modelu sestavena zatěžovací charakteristika regulátoru, která byla naprogramována do regulátoru a následně verifikována.

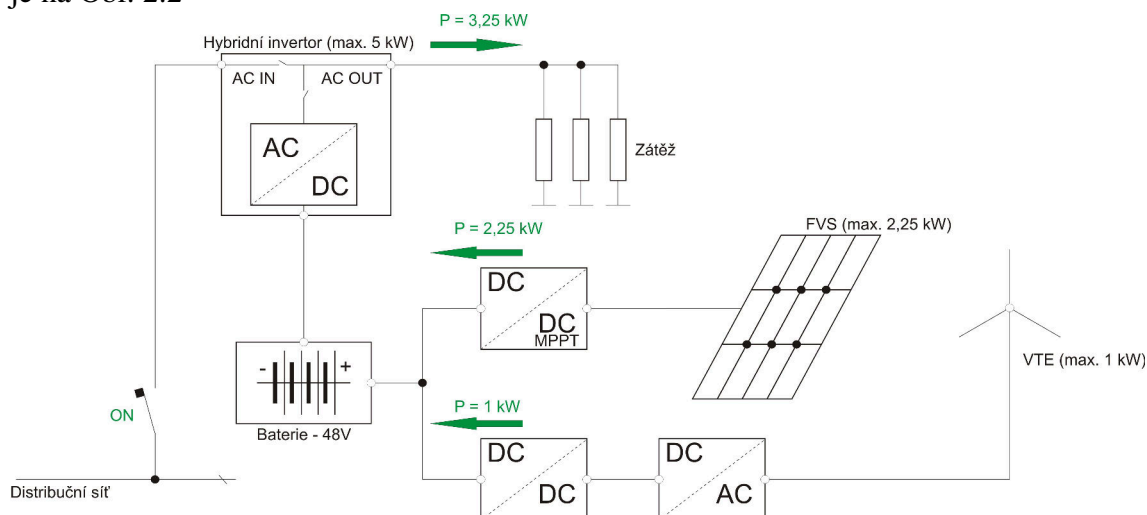
Dále je vhodné systém vybavit systémem pro zastavení větrné elektrárny při plně nabitých akumulátorech. K tomuto účelu lze použít programovatelné reléové kontakty na střídačích Studer, jejichž spínání lze nastavit prostřednictvím RCC a využít například k připojení dodatečné odporové zátěže na výstupní svorky generátoru. Připojení přídatné zátěže (např. tepelného spotřebiče) se využívá v systémech s regulátory toku výkonu a je metodou sloužící k zajištění bilance výroby a spotřeby elektrické energie. V případě hybridního energetického systému s akumulací řeší připojení přídatné zátěže částečně tlumení OZE při nabitém akumulátoru.

## 2.2 Analýza výchozí vnitřní logiky systému

V následující části jsou podrobněji popsány různé provozní stavy systému při výchozím nastavení a jejich vliv na chování celého hybridního systému. Pro vysvětlení je uvažován maximální výkon fotovoltaického systému  $P_{FVS} = 2,25$  kW, výkon větrné turbíny  $P_{VtE} = 1$  kW. Není-li uvedeno jinak, předpokládají se takové meteorologické podmínky, které umožňují provozovat obnovitelné zdroje s jejich nominálním výkonem. Akumulátory jsou ve výchozím stavu nabitě na 100 % SOC. Chování řídicího systému, které je uvedeno v následujících odstavcích, bylo zaznamenáno při výchozím nastavení řídicího systému z výroby (publikováno v článku v příloze A.5).

### 2.2.1 Výchozí nastavení – příkon zátěže odpovídající výrobě

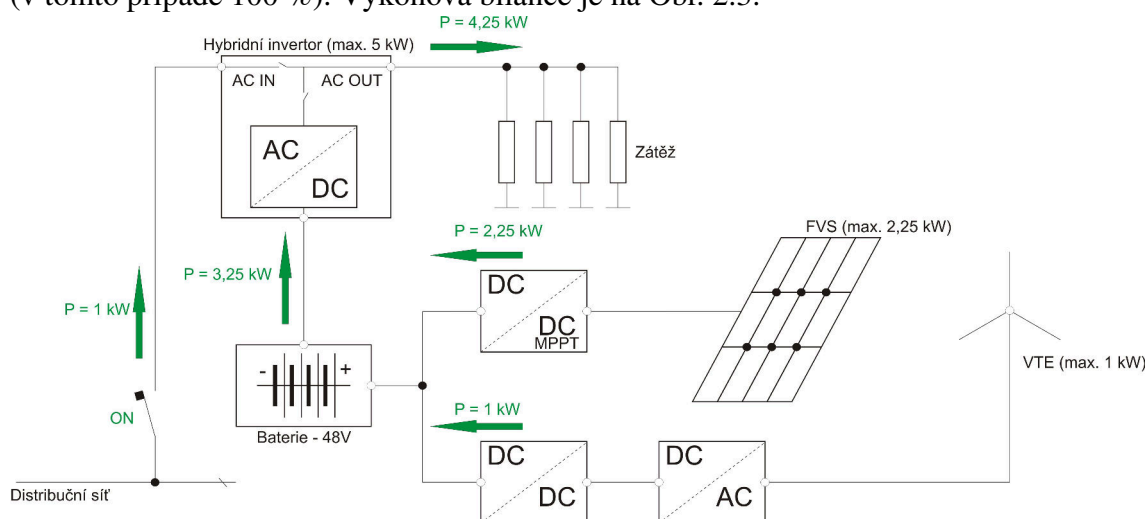
V případě, že příkon zátěže odpovídá výrobě, je veškerá vyrobená energie spotřebována v rámci objektu. Řídicí systém tak správně primárně využívá dostupnou energii z obnovitelných zdrojů a nevyužívá pro napájení zátěže akumulátory ani síť. Výkonová bilance je na Obr. 2.2



Obr. 2.2: Výkonová bilance systému – Výchozí nastavení (příkon zátěže odpovídající výrobě)

### 2.2.2 Výchozí nastavení – příkon zátěže vyšší než výroba

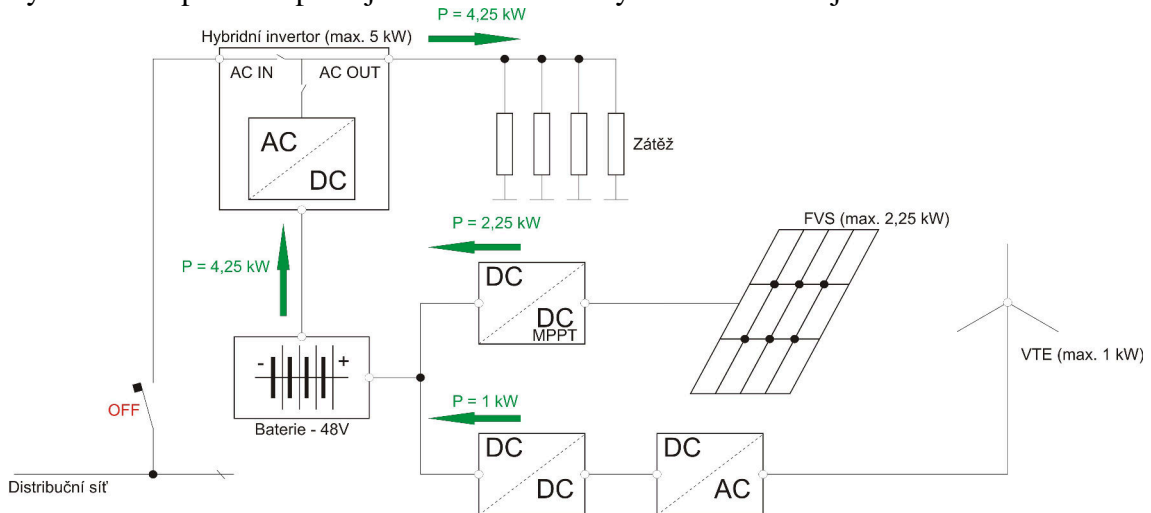
V případě, že nastane navýšení příkonu zátěže, řídicí systém začne okamžitě odebírat chybějící výkon ze sítě. Prioritou je zde udržení akumulace na stále stejné hodnotě SOC (v tomto případě 100 %). Výkonová bilance je na Obr. 2.3.



Obr. 2.3: Výkonová bilance systému – Výchozí nastavení (příkon zátěže je vyšší než výroba)

### 2.2.3 Výchozí nastavení – příkon zátěže vyšší než výroba, bez sítě

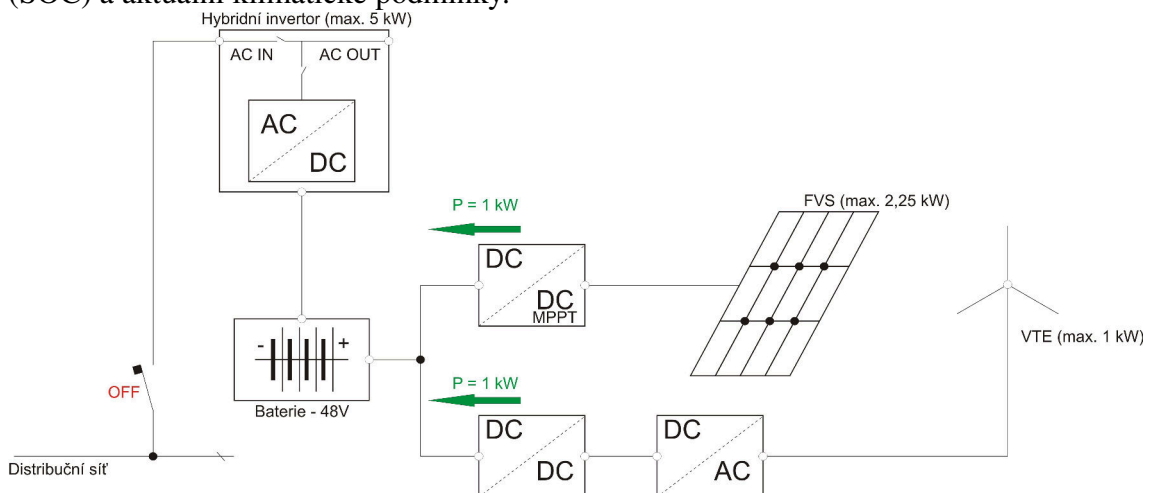
V případě, že je příkon zátěže vyšší, než výroba elektrické energie z jednotlivých výrobních zdrojů, nastane odběr energie z akumulátorů pouze, nastane-li výpadek veřejné sítě. Systém tak v podstatě pracuje v režimu UPS. Výkonová bilance je na Obr. 2.4.



Obr. 2.4: Výkonová bilance systému – Výchozí nastavení – příkon zátěže vyšší než výroba, odpojená síť

### 2.2.4 Výchozí nastavení – odpojená zátěž, snížená výroba, bez sítě

Při odpojení celé zátěže systém nabíjí akumulátory dostupným výkonem z obnovitelných zdrojů (v tomto případě nižším než maximálním) s ohledem na stav nabití akumulace (SOC) a aktuální klimatické podmínky.



Obr. 2.5: Výkonová bilance systému – Výchozí nastavení – odpojená zátěž, snížená výroba, bez sítě

Omezení výkonu zdrojů je zde vyvoláno regulačním procesem nabíjení akumulace, které je nezbytné pro zabránění přebíjení akumulace. Z předchozího textu je zde zřejmý problém s omezením výkonu u větrné elektrárny, kterou je třeba z bezpečnostních důvodů v tomto případě odstavit. Regulátor musí jako první začít omezovat výkon FV systému, kde nehrozí žádné poškození. Řídicí systém ve výchozím nastavením tuto situaci nerespektuje. Výkonová bilance je na Obr. 2.5.

### 2.2.5 Zhodnocení výchozího nastavení řídicího systému

Na základě získaných zkušeností během ověřovacího provozu výchozí konfigurace systému, lze definovat následující požadavky na logiku řídicího systému a optimalizaci konfigurace.

- Systém musí primárně využívat energetický potenciál obnovitelných zdrojů v místě instalace.
- Je-li výkon z dostupných zdrojů nedostatečný vzhledem k aktuální zátěži, je primárně využita dostupná energie akumulovaná v bateriích. Hloubku vybití je třeba definovat s ohledem na použitý typ akumulace a s dostatečnou rezervou pro případ, že by nebylo možné systém nabít ze sítě (např. z důvodu výpadku sítě).
- V případě definovaného poklesu SOC je akumulace nabita ze sítě, aby se zabránilo degradaci baterií kvůli dlouhému setrvání ve vybitém stavu.
- Umožňují-li to legislativní podmínky a je-li požadavek na dodávku energie do sítě, přicházejí v úvahu dva režimy
  - Dodávka přebytků – v případě, že je akumulace plně nabita, zátěž v systému je menší než výkonový potenciál dostupných zdrojů, je možné místo omezení výkonu výrobních zdrojů dodávat přebytečnou energii do sítě (grid-feeding).
  - Nucená dodávka výkonu do sítě – v případě požadavku je možné definovat výkon, časový interval a maximální hodnotu DOD, po kterou bude systém dodávat energii do sítě (force grid-feeding). V tomto případě lze systém dálkově ovládat a v případě několika menších systémů je řídit do virtuálních bloků s větším výkonem, které tak lze použít např. pro dispečerské řízení.

Analýza energetických toků u stávajícího řešení a návrh na úpravu logiky řídicího systému byly publikovány v článku v příloze A.5.

## 2.3 Optimalizace hybridního systému

Jedním z cílů dizertační práce bylo optimalizovat výchozí návrh hybridního systému s ohledem na provozní vlastnosti a požadované chování systému. Hlavní nedostatky výchozího nastavení spočívaly v neoptimálním využití dostupných energetických zdrojů. Na základě získaných poznatků byl vytvořen koncept hybridního systému (A.5), který by

optimálně využíval potenciál dostupných zdrojů, a dle požadavku byl schopen dodávat energii do sítě.

### 2.3.1 Korektní nastavení regulátoru větrné turbíny

Pro maximalizaci využití energie větrné turbíny, bylo zapotřebí provést korektní nastavení DC-DC regulátoru. Při ověřovacím provozu výchozího nastavení bylo zjištěno nesprávné nastavení regulátoru pro větrnou turbínu, který neměl správně nakonfigurovanou zatěžovací charakteristiku. Použitá větrná turbína měla v datovém listu uvedeny parametry, které neodpovídaly skutečným parametrům z měřených provozních dat. Získání korektních parametrů bylo možné provést demontáží zařízení nebo matematickou simulací na základě naměřených dat.

Vzhledem k náročnosti, ne-li nemožnosti demontáže generátoru z těla větrné turbíny, byla zvolena druhá možnost. Prvotní verze matematického modelu sestaveného v programu Matlab Simulink je popsána v článku v příloze A.6. Další zpřesnění bylo provedeno v rámci řešení diplomové práce Ing. Tomáše Števčeka [21], při jejímž řešení se autor dizertační práce zapojil jako konzultant.

S využitím modelu tak byla stanovena výsledná zatěžovací křivka generátoru. Výstupy simulací modelu byly konzultovány s technickou podporou výrobce regulátoru Morningstar a následně byl regulátor správně nakonfigurován tak, aby neustále zatěžoval generátor a zabránilo se tak nárůstu napětí při náhlých poryvech větru. Regulátor reaguje na zvýšené napětí na vstupu a začne odebírat větší proud, čímž je generátor zpomalen a udržován v optimálních otáčkách.

V případě dosažení 100 % SOC akumulace je navrženo elektrické zabrzdění rotoru větrné elektrárny pomocí výkonového stykače, který zajistí zkratování výstupních svorek generátoru. Řídící signál pro výkonový stykač je vyveden z bezpotenciálového programovatelného výstupu střídače.

### 2.3.2 Použití měniče Variotrack pro FV systém

Další změna konfigurace vyplynula z analýzy dat získaných z provozních měření zaznamenaných řídicím systémem. Z hlediska analýzy energetických toků je použití DC-DC regulátorů jiného výrobce (Morningstar) nesystémové. Regulátory nekomunikují přímo na systémové sběrnici CAN, propojující jednotlivá zařízení v systému, ale přes rozhraní RS-485. Aby bylo možné regulátory připojit do řídicího systému Studer, je zapotřebí je připojit přes převodník Xcom-MS. Dále je nutné oběma DC-DC regulátorům nastavit odlišný identifikátor (ID), tak aby systém mohl jednoznačně identifikovat jednotlivá zařízení.

Při analýze dat bylo zjištěno, že použití zcela odlišně nastavených regulátorů (kombinace FVE a VtE) připojených přes jeden převodník Xcom-MS je problematické z hlediska korektní komunikace. Systém tak neumožňoval správné nastavení, protože zasílal regulační požadavky na oba regulátory současně, přičemž se vlivem připojených zdrojů diametrálně odlišují. V zaznamenaných datech dále nebylo možné stanovit energetický příspěvek jednotlivých regulátorů do systému, protože systém vyčítal celkovou hodnotu z převodníku Xcom-MS, který data ze všech regulátorů sčítá.

Jako řešení byla zvolena varianta, kdy FV panely budou do systému připojeny přes DC-DC regulátor Studer Variotrack, který lze přímo připojit do řídicího systému prostřednictvím sběrnice CAN. Větrná elektrárna zůstane i nadále připojena přes DC-DC regulátor Morningstar TS-MPPT-60, který je na sběrnici CAN připojen přes převodník Xcom-MS.

### 2.3.3 Vzdálený přístup k systému

Jedním doporučením při analýze výchozí logiky systému bylo dálkové ovládání umožňující aktivaci dodávky energie do systému (force grid-feeding). K realizaci této požadavky je možné přistoupit v případě, že systém bude možné dálkově ovládat. V rámci výchozí konfigurace bylo prováděno veškeré nastavení prostřednictvím RCC, tzn. vyžadovalo fyzickou přítomnost obsluhy. K systému je možné se lokálně připojit prostřednictvím rozhraní RS-232, které zajišťuje převodník Xcom-RS232. Na základě komunikace s dodavatelem systému bylo následně navrženo rozšíření systému o modul, zajišťující připojení k internetu. Systém umožňuje připojení prostřednictvím převodníku RS-232-LAN, případně RS-232-GSM. Vzhledem k dostupnosti sítě LAN bylo zvoleno doplnění systému o převodník RS-232-LAN (Moxa NPort 5110A).

Následně lze systém zaregistrovat na portálu výrobce Studer Innotec a přes zabezpečené rozhraní přistupovat k ovládání a nastavení systému přes vizualizované rozhraní RCC, tedy stejným způsobem jako při lokální obsluze.

### 2.3.4 Měřicí systém pro záznam meteorologických podmínek

Měřicí systém pro vyhodnocení a záznam meteorologických podmínek je založen na programovatelném PLC Unitronics Vision V1040. Výchozí návrh pro měření hodnot rychlosti větru s využitím senzoru Mierij Meteo a intenzity slunečního záření byl prezentovaný v publikacích A.3 a A.4, kde autor dizertační práce využil znalostí z řešení vlastní diplomové práce [12].

V roce 2016 byl měřicí systém přepracován (Obr. 2.6, Obr. 2.7 a Obr. 2.9) při vedení bakalářské práce Bc. Juraje Lahvičky [7], který navrhnul upravené schéma a realizoval zapojení.



Obr. 2.6: Systém pro měření meteorologických podmínek [7]



Obr. 2.7: Srovnávací fotovoltaický článěk typ SI01TCT [7]

Monitorovací systém je v aktuální verzi založen na senzoru Vaisala WXT 520, který měří rychlost a směr větru, teplotu vzduchu, atmosférický tlak, relativní vlhkost a srážkové úhrny. Další senzory představují pyranometry (CMP21, SG02) a srovnávací článěk (SI01TCT) pro měření intenzity slunečního záření v rovině panelů i ve vodorovné rovině. Naměřené hodnoty se ukládají v půlminutových intervalech do vnitřní paměti a následně do souboru typu XLS (Excel). Zároveň jsou okamžité hodnoty přístupné prostřednictvím webserveru pro online monitoring (Obr. 2.8).

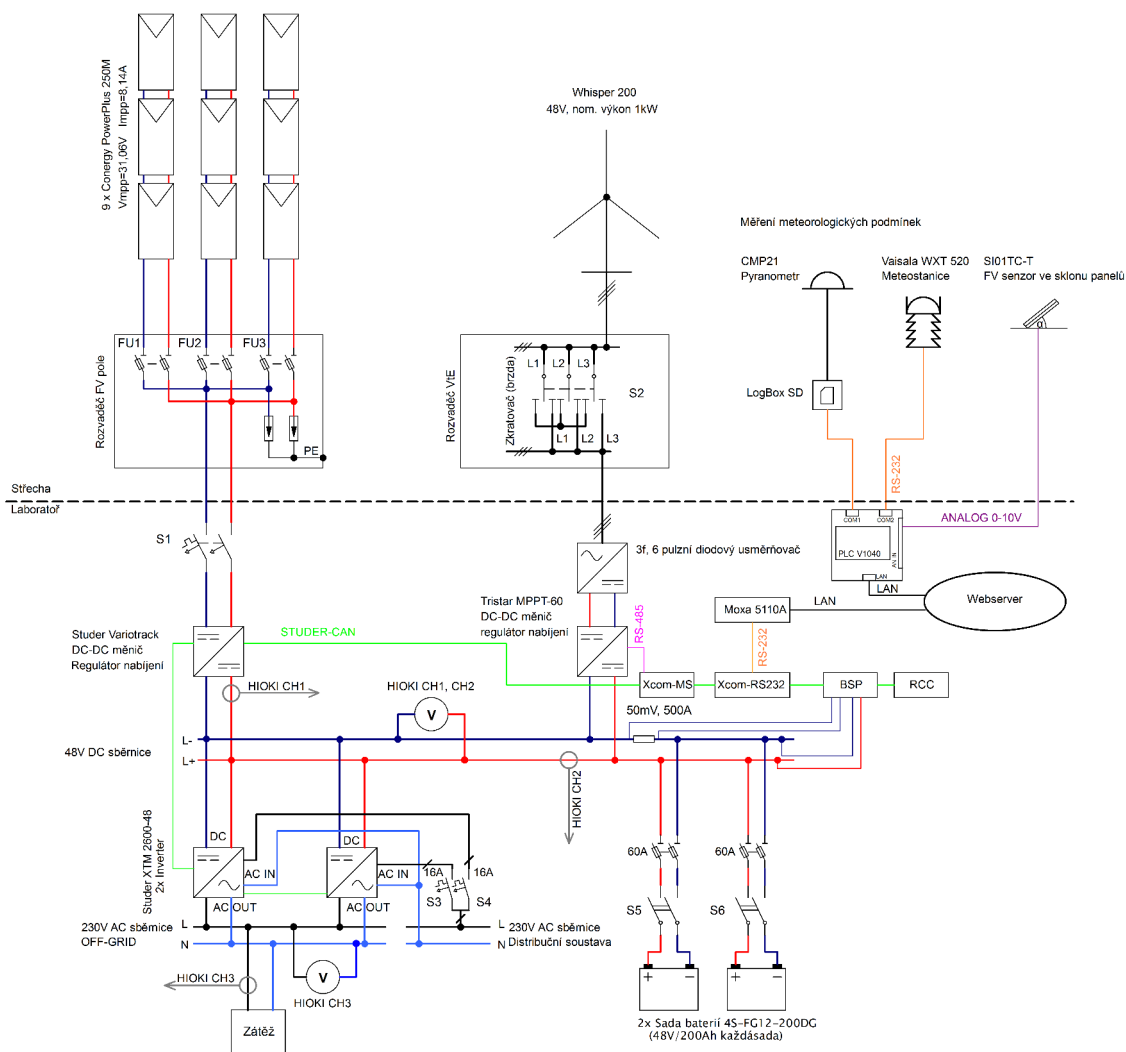
Využití měřených meteorologických hodnot je především v oblasti validace vytvořených modelů a výzkumných zařízení i ve spolupráci s dalšími ústavu fakulty (např. bakalářská práce Jana Mazocha [10] z Ústavu automatizace a měřicí techniky)

Online monitoring system data		
Description	Value	
SI01TCT- PV panel irradiance (W/m2)	187	
SI01TCT- PV panel temperature (°C)	41.7	
Pyranometer - Normal irradiance (W/m2)	241	
CMP21 pyranometer - Normal irradiance (W/m2)	330	
Outdoor temperature (°C)	21.5	
Actual wind speed (m/s)	2.0	
Max. wind speed during day (m/s)	5.9	
Wind direction	north-west	
Wind direction angle (°)	335	
Rain intensity (mm/h)	0.0	
Daily precipitation (mm)	0.0	
Relative humidity (%)	35.2	
Atmospheric pressure (hPa)	985.2	
Time (GMT+1)	11:38:11	
Date	11_06_17	

Obr. 2.8: Online přístup k meteorologickým datům z monitorovacího systému

Pro konfiguraci a měření dat prostřednictvím PLC bylo zapotřebí vytvořit program

v prostředí Unitronics Visilogic. Při tvorbě programu bylo využito dosavadních znalostí s programovatelnými automaty a zkušeností získaných při tvorbě řídicího programu pro ovládní rotační zdrojovny laboratoře výroby elektrické energie na UEEN, jenž je také výsledkem autora dizertační práce.



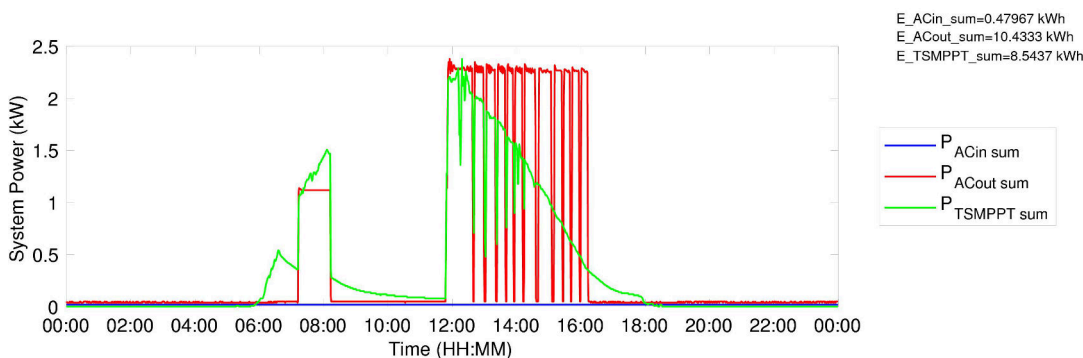
Obr. 2.9: Jednopolové schéma hybridního systému po optimalizaci



## 2.4 Provozní měření na hybridním energetickém systému

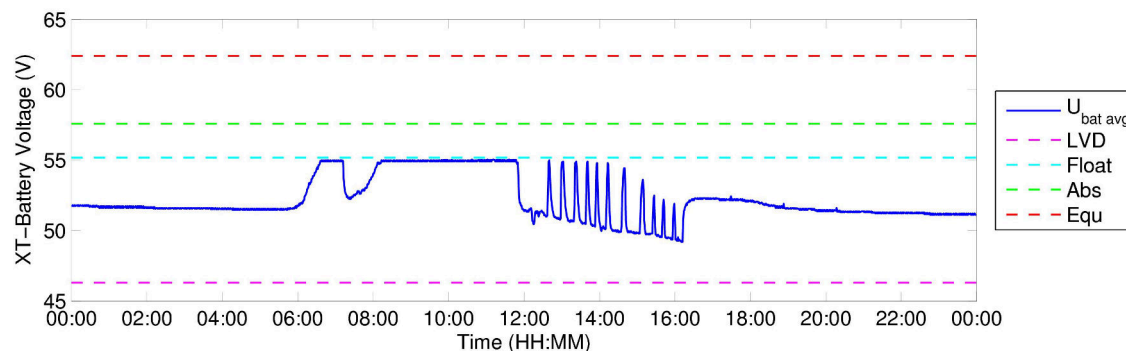
Pro zajištění základního provozního měření byla využita funkce integrovaného dataloggeru v řídicím systému, který prostřednictvím datové komunikace s jednotlivými prvky systému ukládá požadované veličiny. Základní hodnoty jednotlivých veličin se ukládají na SD kartu kontinuálně v minutových intervalech do CSV souboru.

Pro zpracování souborů se zaznamenanými údaji byl vytvořen skript v programu Matlab Simulink. Ukázky výsledných grafických závislostí jsou uvedeny v Obr. 2.10 a Obr. 2.11 a zobrazují časový úsek v délce jednoho dne.



Obr. 2.10: Výsledky provozního měření 2. dubna 2016 – Přehled výkonů v systému

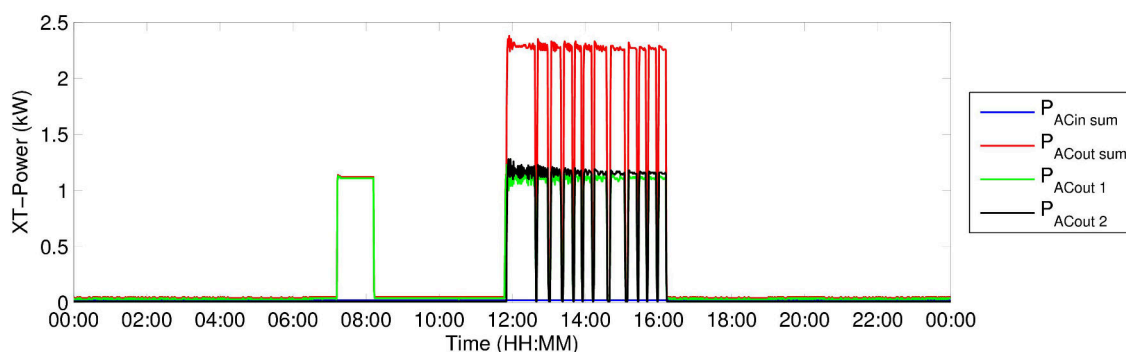
Obr. 2.10 zobrazuje průběh výkonu na vstupu měničů – výkon v místě připojení do distribuční soustavy (modrá křivka), na výstupu měničů – zálohovaná AC síť uvnitř objektu (červená křivka) a výkon dodávaná FV systémem (zelená křivka). Zátěž je spínána časově ve dvou úsecích. První úsek v čase 7:15-8:15 s výkonem 1,25 kW a druhý úsek v čase 11:45-15:15 s výkonem 2,3 kW realizované pomocí topného tělesa řízeného termostatem, což způsobuje viditelné poklesy zatížení po dosažení maximální teploty. Skokový pokles výkonu FV systému souvisí s DC-DC regulátorem, který omezuje výkon dodávaný do akumulace z FV systému, s ohledem na aktuální stav akumulace.



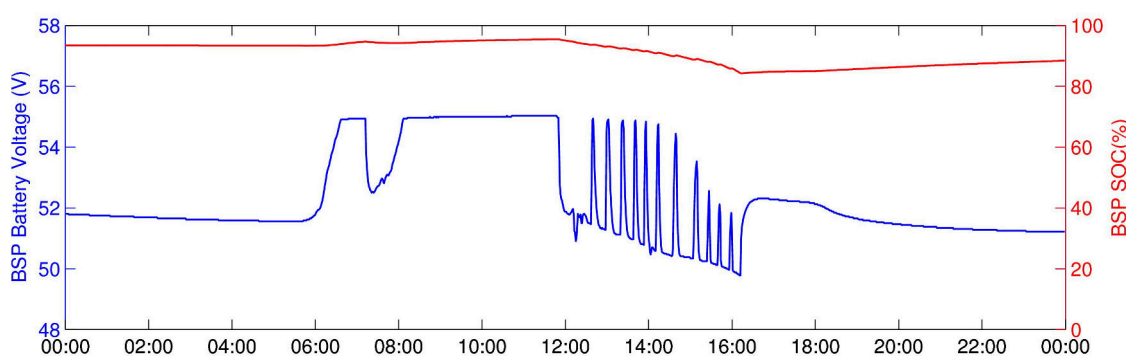
Obr. 2.11: Výsledky provozního měření 2. dubna 2016 – Napětí na DC vstupu střídačů

Jak je zřejmé z Obr. 2.11 v uvedeném čase napětí baterií dosáhlo meze požadovaného udržovacího napětí (světle modrá přerušovaná čára) a DC-DC regulátor limituje proud dodávaný do akumulace. Zároveň jsou v obrázku vyneseny ostatní napěťové limity. Mez nízkého napětí (podbití baterií) je znázorněna fialovou čarou. Zelená čára značí mez absorpčního napětí, které nebylo s ohledem na stav akumulace v průběhu dne dosaženo, protože v průběhu vybíjení nepokleslo napětí pod definovanou mez. Červená křivka značí mez napětí ve fázi ekvalizace, která však není v řídicím systému aktivována s ohledem na použitý typ baterie. Podrobněji byly jednotlivé stavy nabíjení popsány v kapitole 2.1.

Obr. 2.12 ukazuje výhody zapojení střídačů v režimu Master-Slave. Pro dopolední blok zátěže s výkonem 1,25 kW je v provozu pouze střídač č.1, zatímco pro odpolední blok zátěže s vyšším výkonem jsou v provozu oba střídače.

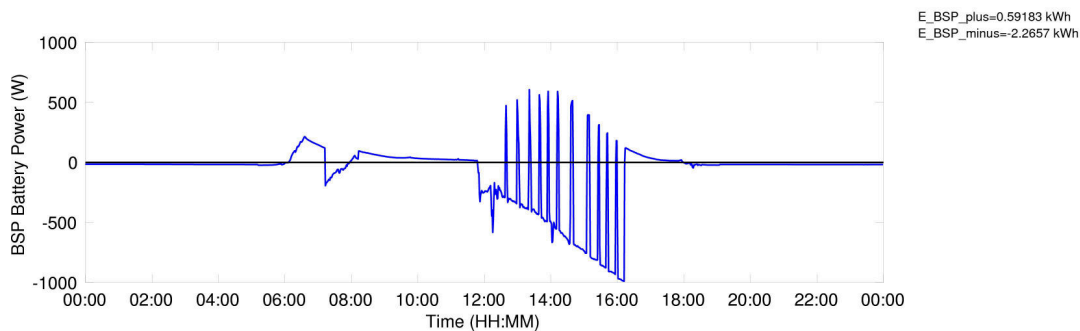


Obr. 2.12: Výsledky provozního měření 2. dubna 2016 – Vstupní a výstupní výkon jednotlivých střídačů



Obr. 2.13: Výsledky provozního měření 2. dubna 2016 – Napětí měřené na svorkách akumulátoru a SOC

Obr. 2.13 zobrazuje parametry napětí a průběh SOC baterie v čase. Obr. 2.14 zobrazuje závislost výkonu baterie v čase. Výkon je měřený modulem BSP přímo na svorkách



Obr. 2.14: Výsledky provozního měření 2. dubna 2016 – Výkon baterie

baterie (jsou eliminovány ztráty na přívodních vodičích do střídače). Z měřených provozních dat, prezentovaných na Obr. 2.14 lze také odečíst vlastní spotřebu systému v nočních hodinách v rozmezí 15-17 W (tj. provozní ztráty jednoho střídače a řídicího systému).

## 2.5 Zhodnocení dosažených výsledků

Jak bylo uvedeno v předchozí části kapitoly, korektní řešení a konfigurace hybridního systému je náročné na realizaci především z hlediska komunikace, nastavení a spolupráce jednotlivých prvků v systému. V rámci realizace systému lze, na základě získaných zkušeností, doporučit systémové řešení na jedné platformě řídicího systému, které umožňuje bezproblémovou konfiguraci jednotlivých prvků.

Prezentovaný návrh systému po optimalizaci je v maximální možné míře založen na komponentech firmy Studer-Innotec a je využito řídicích prvků a nastavení realizovatelných v servisním menu. Tento způsob řešení minimalizuje pravděpodobnost výskytu problému souvisejících s nekompatibilitou jednotlivých komponent různých výrobců a řídicích procesů realizovaných separátně odlišnými systémy.

Na základě autorových zkušeností s provozem hybridních systémů získaných na laboratorním experimentálním systému a na systémech realizovaných společností SUN-LUX, lze konstatovat, že v současnosti je správné nastavení celého systému komplexní záležitostí, které vyžaduje pravidelné vyhodnocování provozních dat a následné úpravy nastavení. Důvodem je široká škála různých provozních stavů, které je velmi obtížné předikovat ve fázi návrhu a liší se dle konkrétní instalace. Z těchto důvodů byly vytvořeny nástroje pro zpracování měřených dat spolu s využitím vzdáleného přístupu k systému.

Z hlediska stanovených cílů dizertační práce, lze konstatovat, že kapitola 2 spolu s publikovanými články (A.1–A.5) představuje naplnění cílů dizertační práce týkajících se návrhu řídicího systému pro hybridní systém s akumulací, analýzy řídicí logiky využívané v současných konfiguracích a definice podmínek pro řízení hybridních energetických systémů v korelaci s provozními stavy.



### 3 MODELOVÁNÍ PRVKŮ HYBRIDNÍCH SYSTÉMŮ

Možnosti přístupu k modelování prvků energetického systému jsou poměrně rozsáhlé. Model může být popsán a sestaven v různém prostředí s ohledem na jeho použití a očekávané výstupy. Jak je uvedeno v literatuře [6], v současnosti existuje široká škála statistických i analytických modelů pro účely dimenzování a návrh systémů. Běžně využívané matematické modely dostupné v literatuře a vědeckých publikacích jsou sestaveny na základě definovaných zjednodušení (faktor ideality diody, konstanty). Po analýze několika matematických modelů jsme dospěli k názoru, že se pokusíme udělat matematický model tak, aby reflektoval většinu standardně zanedbávaných závislostí.

V rámci naplnění cíle týkajícího se vytvoření matematických modelů byly v průběhu doktorského studia postupně sestaveny modely jednotlivých dílčích částí, které obvykle tvoří energetické systémy s alternativními zdroji energie. Jako prostředí pro sestavení matematických modelů byl zvolen Matlab Simulink, protože se jedná o robustní nástroj, který umožňuje zpracování rozsáhlých datových souborů s výstupními hodnotami veličin získanými prostřednictvím vytvořených modelů. Další výhodou je možnost dílčích výpočtů a vykreslení výstupních grafů s využitím vlastních skriptů.

V návaznosti na řešení projektů spolupráce s průmyslem, do jejichž řešení byl autor dizertační práce aktivně zapojen v průběhu studia, byly vytvořeny i matematické modely prvků tepelných energetických systémů.

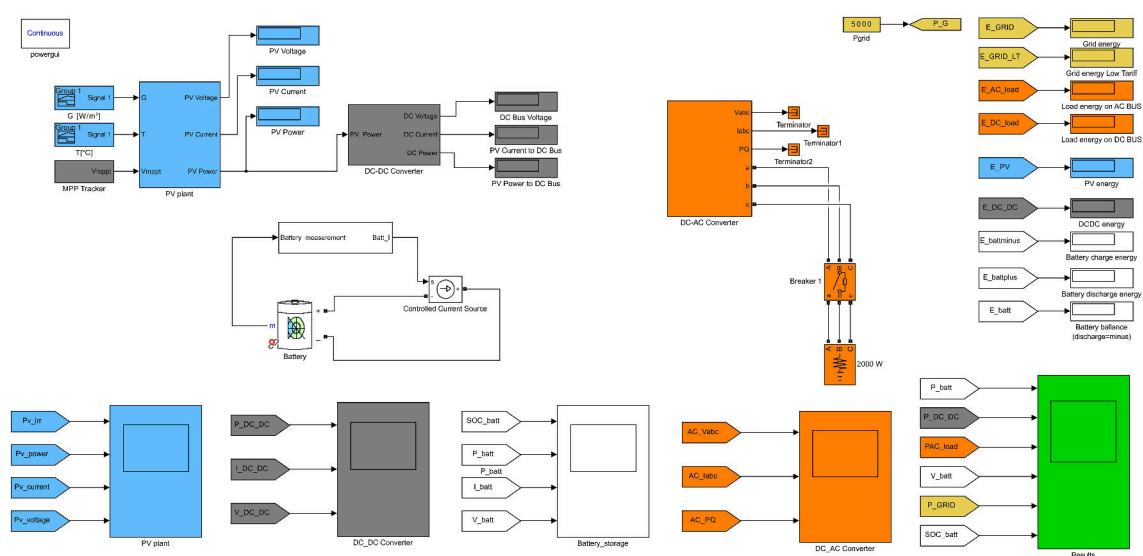
Sestavené matematické modely jsou následující:

- model rychloběžné větrné turbíny se synchronním generátorem s permanentními magnety – publikován v článku A.6 v příloze,
- model fotovoltaického panelu – publikován v článku A.7 v příloze,
- model plochého solárního kolektoru – publikován v článku A.7 v příloze,
- model solárního systému s tepelným výměníkem – publikován v článku A.8 v příloze,
- model hybridního systému pro napájení rychlonabíjecích stanic elektromobilů – publikován v článku A.15 a A.16 v příloze.

V následující kapitole je detailně popsán model hybridního systému, který byl použit pro sestavení provozních charakteristik při napájení rychlonabíjecích stanic uvedených v článku A.16. Tento model byl vybrán, protože obsahuje celé spektrum řešených provozních stavů, které se mohou při chodu systému vyskytnout. Zároveň se jedná, vzhledem k současnému vývoji v oblasti elektromobility, o systém, jehož realizace může pomoci eliminovat negativní vlivy na síť spojené s provozem rychlonabíjecích stanic velkých výkonů. Výsledky simulace prezentují články A.15 a A.16.

### 3.1 Matematický model hybridního systému

Model hybridního systému (Obr. 3.1 [9]) byl sestaven v prostředí Matlab/Simulink s využitím prvků knihovny SimPowerSystems. Umožňuje analyzovat energetické a výkonové bilance celého systému, ale i chování jednotlivých částí. Tvoří ho FV pole připojené na DC sběrnici prostřednictvím DC-DC regulátoru, akumulárního systému, DC-AC měniče a zátěže. Kromě bloků simulujících tyto fyzické prvky jsou v modelu vytvořeny i zobrazovací a výpočetní bloky pro grafickou reprezentaci výsledků simulovaných provozních scénářů. Po vytvoření modelu byla provedena jeho validace spočívající v porovnání výsledků s měřenými daty na experimentálním hybridním systému v laboratořích UEEN FEKT VUT v Brně (Obr. 3.5).



Obr. 3.1: Implementace hybridního energetického systému v prostředí Matlab Simulink

#### 3.1.1 Fotovoltaický panel

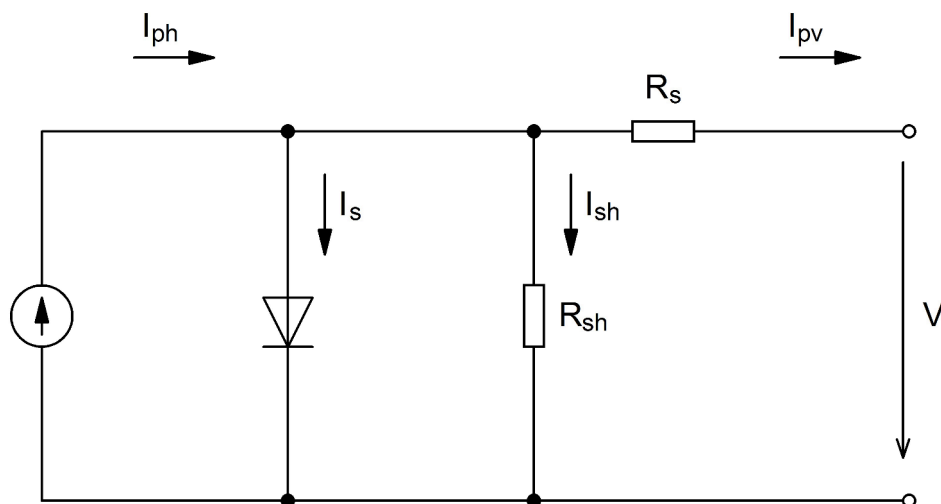
Základním zdrojem energie je u fotovoltaické elektrárny fotovoltaický panel tvořený sériovým řazením jednotlivých fotovoltaických článků. Fotovoltaický panel byl modelován na základě všeobecného jednodiodového ekvivalentního obvodu (Obr. 3.2). Detailní popis a možnosti stanovení náhradních parametrů jsou podrobně rozebrány v [3].

Výstupní proud z FV panelu lze popsat rovnicí 3.1:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \cdot \left( e^{\frac{q \cdot (V + I_{pv} \cdot R_s)}{N_s \cdot k \cdot T \cdot D}} - 1 \right) - \frac{V + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}}, \quad (3.1)$$

kde:

- $I_{pv}$  je výstupní proud FV panelu (A),
- $I_{ph}$  je proud generovaný fotodiodou (A),

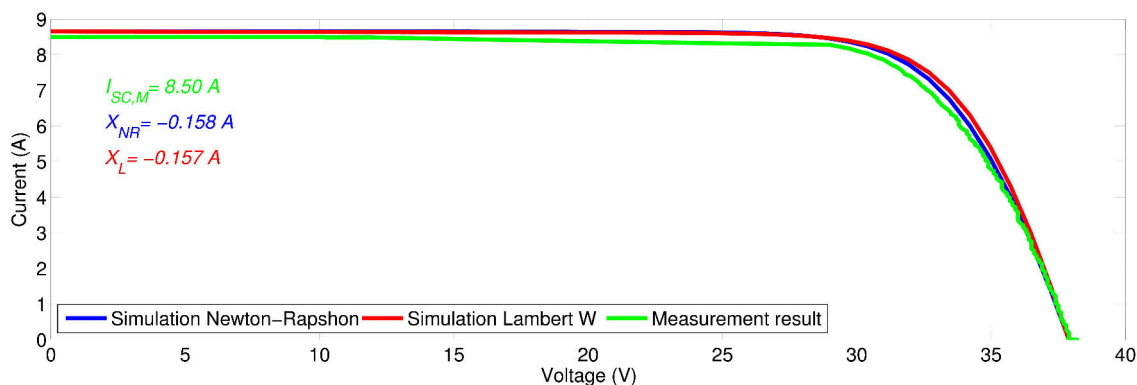


Obr. 3.2: Náhradní schéma jednodiodového modelu fotovoltaického panelu podle [3]

- $I_s$  je saturační proud (A),
- $q$  je náboj elektronu ( $q = 1,602 \cdot 10^{-19}$  C),
- $V$  je výstupní napětí panelu (V),
- $N_s$  je počet článků panelu v sérii (-),
- $k$  je Boltzmannova konstanta ( $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$  J · K<sup>-1</sup>),
- $T$  je teplota článku (K)
- $D$  je faktor ideality diody (-),
- $R_s$  je sériový odpor panelu ( $\Omega$ ),
- $R_{sh}$  je paralelní odpor panelu ( $\Omega$ ).

Parametry  $R_s$  a  $R_{sh}$  je možné stanovit analyticky (za předpokladu zvolení parametru  $D$ ) pomocí Lambertovy W funkce [3] z hodnot uvedených v datovém listu konkrétního panelu. Další možností pro stanovení potřebných parametrů je použití numerické Newton-Raphsonovy iterační metody [15]. V tomto případě není třeba zvolit parametr  $D$ , ale metoda je velmi závislá na zvoleném počátečním přiblížení, jinak může při výpočtu divergovat.

Srovnání výsledků simulace modelu s provedeným měřením na reálném panelu je vidět na tvaru  $I - V$  křivky na Obr. 3.3. V oblasti proudu nakrátko je odchylka simulovaných hodnot od měřených ( $\Delta I = 1,8\%$ ) způsobena plošným zastíněním panelu nečistotami v průběhu měření, případně celkovou degradací panelu, která se projevuje snížením hodnoty proudu nakrátko vůči hodnotě uváděné v datovém listu výrobce. Jak je zřejmé z Obr. 3.3, rozdíly mezi výsledky simulovaných hodnot panelu a parametry získanými pomocí Newton-Raphsonovy iterační metody a Lambertovy W funkce jsou minimální, a lze je použít pro stanovení potřebných parametrů ( $A$ ,  $R_s$  a  $R_{sh}$ ).



Obr. 3.3: Srovnání naměřené  $I$ - $V$  křivky se simulovanými výsledky

Dalšími vstupními parametry, které mají vliv na výsledný tvar  $I$ - $V$  křivky jsou teplota panelu  $t$  ( $^{\circ}\text{C}$ ), intenzita slunečního záření v rovině panelu  $G$  ( $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ ) a aktuální napětí na výstupu panelu, tj. pracovní napětí  $V_{ref}$  určené trackerem maximálního pracovního bodu (MPPT–Maximum Power Point Tracker). Pro fotovoltaický panel a pro jednotlivé stringy byla v modelu vytvořena maska umožňující měnit vstupní parametry a konfiguraci zapojení. FV pole je následně tvořeno sérioparalelním řazením panelů (vždy podle požadavků na systémové napětí a proud).

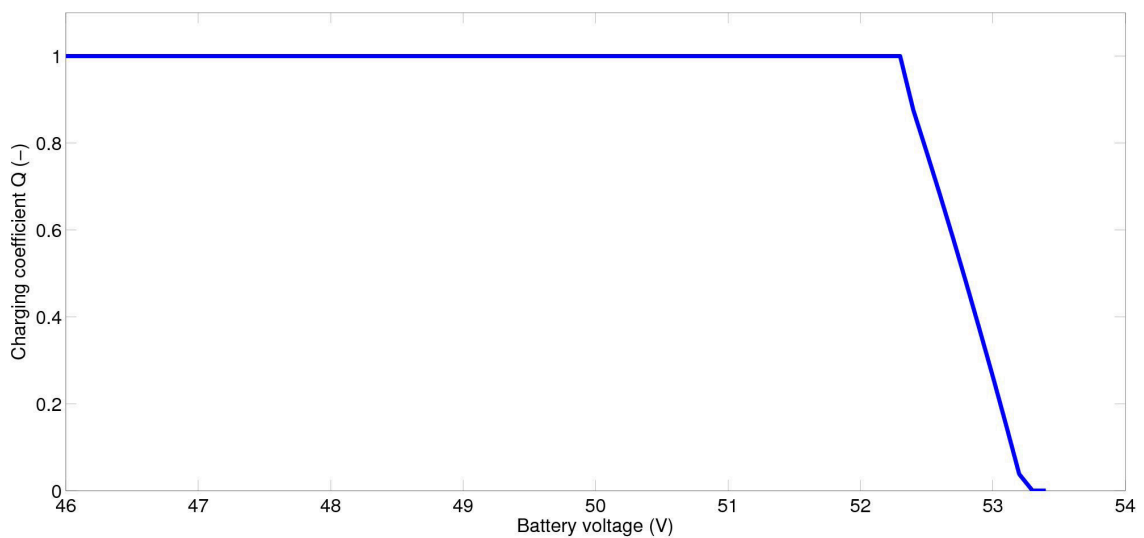
Modelovaný systém použitý při validaci byl tvořen třemi paralelně řazenými stringy. Každý string je složen ze tří sériově řazených panelů. Panely byly při validaci orientovány na jih se sklonem  $35^{\circ}$ . Vstupní hodnoty pro simulaci (denní průběh intenzity slunečního záření a teplota panelu) odpovídají přímo dané orientaci.

### 3.1.2 DC-DC konvertor

Blok simulující chování DC-DC regulátoru byl modelován pouze z pohledu toku výkonu a příslušných regulačních funkcí, spínací pochody a přechodné děje nebyly uvažovány. Vstupní veličinou do bloku je výstupní výkon FV pole. Následně je tento výkon vynásoben regulačním koeficientem  $Q$ , který respektuje aktuální stav akumulace a podle aktuálního napětí akumulčního systému reguluje výkon v rozmezí 0-100 %. Závislost regulačního koeficientu na napětí akumulace (Obr. 3.4) byla stanovena experimentálně. Není respektován přesný nabíjecí cyklus DC-DC regulátoru, který může sestávat z několika různých fází (fáze souvislého nabíjení, absorpční fáze, udržovací fáze) pro optimalizaci životnosti akumulátoru. Pro popis chování energetického systému v průběhu dne je však dostačující. V dalším kroku je uvažována konstantní účinnost konvertoru  $\eta_{DC-DC} = 96\%$ . Výstupní proud regulátoru je dále s pomocí aktuální hodnoty napětí akumulace vypočítán z výstupního výkonu DC-DC regulátoru a je využit pro nabíjení akumulace, případně napájení připojené zátěže.



Kromě výše uvedených funkcí obsahuje DC-DC regulátor funkci MPPT za účelem dosažení vyšší provozní účinnosti. Vzhledem ke klimatickým závislostem parametrů popisující průběh  $I$ - $V$  křivky se maximální bod výkonu (Maximum Power Point – MPP) neustále mění a v každém čase existuje jedna hodnota napětí  $V_{ref}$ , tj. zatížení FV pole, při kterém je možné odebrat maximální výkon [2],[17]. Tato skutečnost je důsledkem nelineárního průběhu  $I$ - $V$  křivky. Současné algoritmy pro nalezení MPP se liší především rychlostí a přesností nalezení MPP a dále také náročností na implementaci. Obecně lze rozdělit trackovací algoritmy do tří skupin: Perturb and Observe (P&O), Incremental Conductance (IC) a Temperature Gradient Techniques (TGT), přičemž nejrozšířenější jsou první dva [1], [17].



Obr. 3.4: Závislost regulačního koeficientu na okamžitém napětí akumulace

### 3.1.3 Akumulační systém

Pro simulaci akumulačního systému byl použit model akumulátoru z knihovny SimPower Systems, který reprezentuje parametrizovaný model obecného akumulátoru. Simulace je založena na principu řízeného zdroje napětí s vnitřním odporem. Pro účely modelu bylo v souvislosti s použitou baterií potřeba definovat stavy systému a popsat tak chování hybridního systému – jeho vnitřní logiku tak, aby bylo jasně definované, za jakých okolností a priorit je možné energii do baterie dodávat nebo z ní odebrat.

Význam jednotlivých veličin popisujících model je následující:

- $P_{out,DC-DC}$  je výstupní výkon z DC-DC měniče (W),
- $P_{load,DC}$  je vstupní výkon do DC-AC měniče pro napájení zátěže (W),
- $SOC_{bat}$  je stav nabití akumulátoru (%),

- $P_{bat}$  je výkon na rozhraní akumulátoru – kladná hodnota znamená vybíjení baterie (W),
- $P_{grid,LT}$  je výkon odebíraný ze sítě v době platnosti nízkého tarifu (W),
- $P_{grid,HT}$  je výkon odebíraný ze sítě v době platnosti vysokého tarifu (W).

Pro vytvoření algoritmu řídicí logiky se vycházelo z těchto základních předpokladů:

- Systém bude primárně využívat dostupný výkon  $P_{out,DC-DC}$  pro nabíjení akumulace a napájení zátěže  $P_{load,DC}$ .
- V případě, že  $SOC_{bat}$  klesne na hodnotu 20 %<sup>2</sup> a výkon zátěže  $P_{load,DC}$  je větší než je dostupný výkon  $P_{out,DC-DC}$ , je systém dobíjen ze sítě konstantním výkonem  $P_{grid}$ , který je volitelným parametrem simulace.
- V případě, že je v platnosti vysoký tarif, je odebíraný výkon zaznamenán jako  $P_{grid,HT}$  a nabíjení je ukončeno při dosažení meze 30 %  $SOC_{bat}$ <sup>2</sup>.
- V době platnosti nízkého tarifu je nabíjení zahájeno nezávisle na hodnotě  $SOC_{bat}$ . Výkon ze sítě je zaznamenán jako  $P_{grid,LT}$  a nabíjení je ukončeno až při dosažení meze 100 %  $SOC_{bat}$ . Doba potřebná k plnému nabití systému před zahájením dalšího pracovního cyklu (následující den) je přímo závislá na dostupném výkonu sítě ( $P_{grid,LT}$ ) a stavu SOC na konci cyklu. Podmínkou úspěšného simulačního scénáře prezentovaného modelu je zaručení plného nabití před začátkem dalšího pracovního cyklu, což je možné s využitím modelu ověřit.

Výkon odebíraný ze sítě je průběžně integrován a výsledek je ukládán do dvou samostatných proměnných podle aktuálního tarifu. To umožňuje odděleně sledovat množství elektrické energie odebrané v době platnosti vysokého tarifu ( $E_{GRID\_HT}$ ) a nízkého tarifu ( $E_{GRID\_LT}$ ).

### 3.1.4 DC-AC měnič

DC-AC měnič byl modelován z pohledu energetických toků jako zařízení, které konvertuje stejnosměrnou energii na energii střídavou se zadanou konstantní účinností. Vstupní veličinou je tedy výkon  $P_{load,DC}$ , výstupní veličinou výkon  $P_{load,AC}$ . V praktických aplikacích se účinnost měniče mění podle aktuálního zatížení. V případě vytvořeného modelu byla účinnost DC-AC měniče zvolena  $\eta_{AC-AC} = 95\%$ . Simulační blok je tvořen třífázovým napět'ovým zdrojem, který generuje napětí pro připojenou zátěž a je doplněn o měřicí bloky napětí a proudu. Spínací pochody nebyly obdobně jako u DC-DC regulátoru uvažovány.

<sup>2</sup>S ohledem na typické parametry lithiové baterie (především životnost) a rezervu pro vlastní spotřebu systému byla stanovena dolní mez 20 % SOC. Horní mez pro nabíjení v případě platnosti vysokého tarifu je zvolena 30 % SOC kvůli zajištění potřebné hystereze regulačních algoritmů a pro omezení nákladů v důsledku vyšší ceny odebírané energie.

### 3.1.5 Zátěž

Model nabízí dvě možnosti, které lze využít pro vytvoření diagramu zátěže. Průběh zátěže lze nadefinovat pomocí několika spotřebičů a jejich spínáním v čase. Tento způsob je implementován pomocí 3-fázových RLC bloků a prvků pro spínání zátěže. Odebíraný výkon je měřený a vstupuje do řídicí logiky systému. Druhým způsobem může být přímé načítání požadované proměnné – např. importem měřených, nebo vypočítaných hodnot. Pro účely simulace byl použit druhý způsob, tedy diagram zátěže je předem znám a vstupuje do modelu jako vstupní proměnná.

## 3.2 Validace modelu

Funkčnost a vnitřní logika vytvořeného modelu byla validována s využitím naměřených dat na experimentálním hybridním systému situovaném v solární laboratoři UEEN FEKT VUT v Brně. Pro provozní měření byl použit výkonový analyzátor HIOKI 3390-10, měření bylo realizováno dne 15. 4. 2016. Zároveň byla vyhodnocena získaná data z řídicího systému pro možnost porovnání výsledků.

Měření proudů bylo provedeno proudovými senzory následovně:

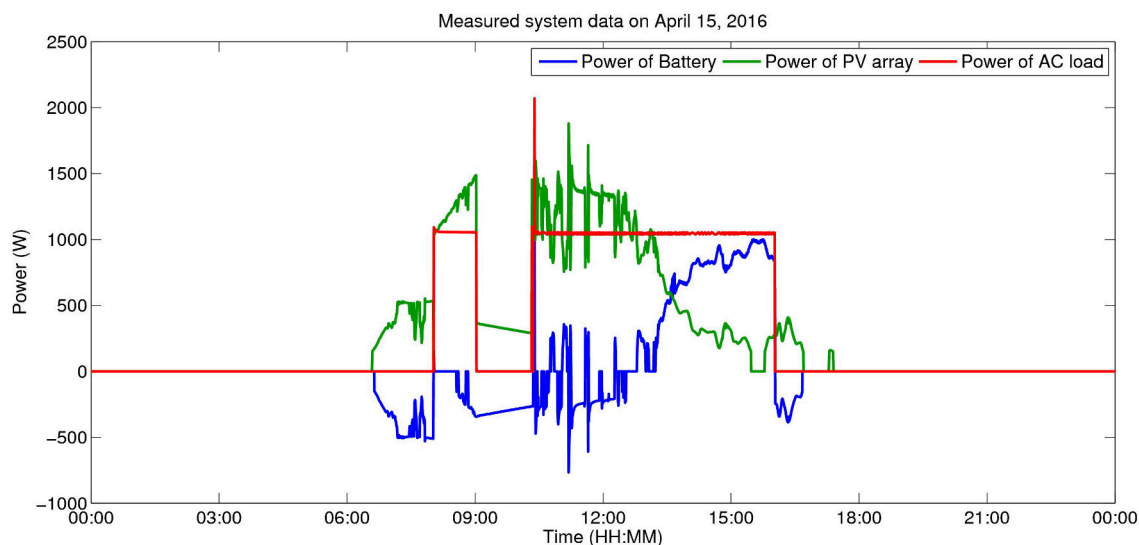
- AC proud na výstupu DC-AC měniče kleštěmi Hioki 9272-10 s rozsahem 20A,
- DC proud na výstupu DC-DC regulátoru kleštěmi Hioki 3274 s rozsahem 150A,
- DC proud na rozhraní akumulátorů průvlakovým senzorem Hioki 9709 s rozsahem 500A.

Měření napětí bylo přímé prostřednictvím napět'ových vstupů na analyzátoru.

Laboratorní systém, použitý pro validaci, je podrobně popsán v kapitole 2. V rámci provozního měření byly měřeny výkony na výstupu DC-DC regulátoru (CH1 - Obr. 2.9, na rozhraní bateriového systému (CH2 - Obr. 2.9) a výkon na výstupu DC-AC měniče (CH3 - Obr. 2.9). Naměřené průběhy jsou uvedeny v Obr. 3.5. Pro průběh výkonu na baterii znamená záporná hodnota výkonu nabíjení baterie a kladná hodnota výkonu její vybíjení. Tab. 3.1 uvádí celkové energetické toky v systému vypočítané na základě měřených dat v průběhu validace.

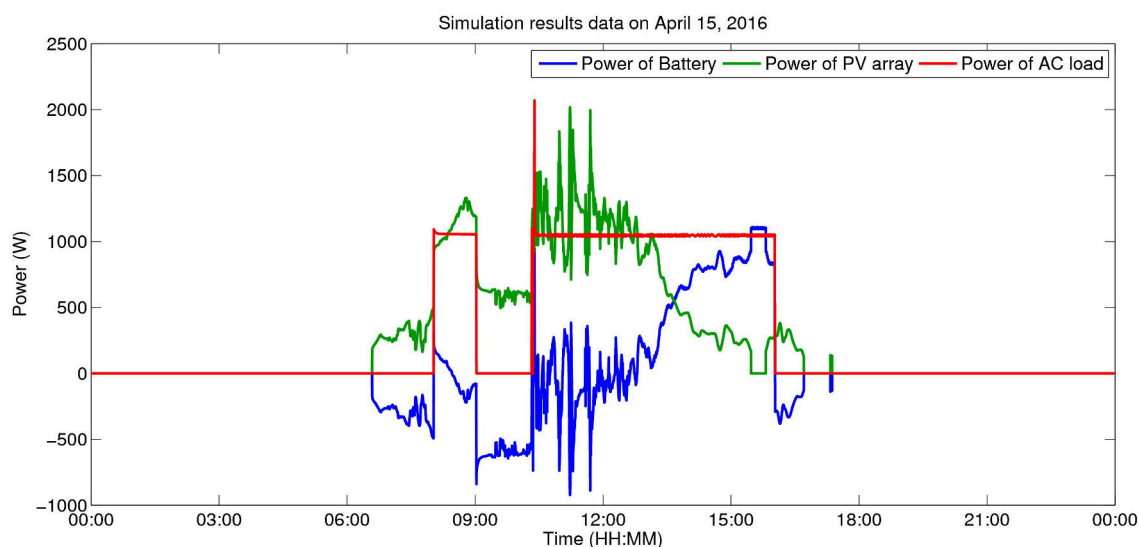
Tab. 3.1: Naměřené hodnoty energie při validaci modelu

Popis veličiny	Veličina	Hodnota
Energie odebraná zátěží na AC straně	$E_{AC\_LOAD,meas}$	7,021 kWh
Energie dodaná do systému DC-DC měničem	$E_{DC\_DC,meas}$	6,823 kWh
Energie odebraná z akumulace	$E_{battminus,meas}$	2,333 kWh
Energie dodaná do akumulace	$E_{battplus,meas}$	1,548 kWh



Obr. 3.5: Průběhy výkonů měřené na fyzikálním modelu hybridního systému

Výsledné průběhy jednotlivých veličin, které jsou výstupem simulace, jsou uvedeny v Obr. 3.6. Tab. 3.1–Tab. 3.3 shrnují výsledná množství energie.



Obr. 3.6: Průběhy výkonů získané ze simulace na modelu hybridního systému

Jak je z uvedených výsledků zřejmé, vytvořený model vykazuje největší odchylku výsledků 15 % u energie dodané do akumulace ( $\Delta E_{battplus}$  - Tab. 3.3), která je způsobena především volbou odlišného způsobu nabíjení olověné baterie, kdy v modelu není implementována funkce třístupňového nabíjení (bulk stage, absorption stage, float stage), jak je v praxi obvyklé u olověných akumulátorů [23], ale byl pro zjednodušení zvolen jednostupňový systém nabíjení.

Tab. 3.2: Vypočítané hodnoty energie při validaci modelu

Popis veličiny	Veličina	Hodnota
Energie odebraná zátěží na AC straně	$E_{AC\_LOAD, sim}$	7,021 kWh
Energie dodaná do systému DC-DC měničem	$E_{DC\_DC, sim}$	6,818 kWh
Energie odebraná z akumulace	$E_{battminus, sim}$	2,361 kWh
Energie dodaná do akumulace	$E_{battplus, sim}$	1,789 kWh

Lze však předpokládat, že v případě použití Li-Ion akumulátoru se třístupňové nabíjení<sup>3</sup> neuplatní a chyba modelu bude menší. Pro účely simulace scénářů navrženého konceptu využití podpůrného akumulčního systému pro rychlonabíjecí stanice elektromobilů, je přesnost modelu v kontextu přesnosti použitého měřicího vybavení (HIOKI) dostatečná, a je tedy možné vytvořený model využít k simulaci jednotlivých scénářů a vlivu nastavení jednotlivých parametrů na výsledky (např. změna velikosti FVE, změna velikosti akumulace, odlišné vstupní parametry).

Tab. 3.3: Procentuální odchylka měřených a vypočítaných hodnot energie při validaci modelu

Popis veličiny	Veličina	Hodnota
Odchylka energie odebrané zátěží na AC straně	$\Delta E_{AC\_LOAD}$	0,00 %
Odchylka energie dodané do systému DC-DC měničem	$\Delta E_{DC\_DC}$	-0,07 %
Odchylka energie odebrané z akumulace	$\Delta E_{battminus}$	+1,20 %
Odchylka energie dodané do akumulace	$\Delta E_{battplus}$	+15,00 %

### 3.3 Využití sestavených modelů a zhodnocení dosažených výsledků

Sestavené matematické modely našly uplatnění při výuce, kde slouží jako ukázkové příklady pro vysvětlení vlastností jednotlivých simulovaných komponent. Současně jsou využívány při řešení bakalářských a diplomových prací jako vstupní modely pro další parametrizaci a zpřesnění.

Další oblastí využití je výzkum v oblasti hybridních systémů zaměřený na porovnání energetických bilancí při odlišných nastaveních a provozních stavech. Jednou z hlavních oblastí využití sestaveného modelu hybridního systému s akumulací je predikce chování

<sup>3</sup>Nabíjecí fáze bulk, absorption a float – viz. kapitola 2.1

systemu při různých konfiguracích, parametrech a diagramech zátěže. V rámci dosavadního výzkumu byl sestavený model použit pro stanovení energetických toků v systému, který slouží jako podpůrný systém pro rychlonabíjecí stanice elektromobilů (publikace A.14, A.15 a A.16 v příloze). Navržený koncept je předmětem realizace společností ČEZ a.s a autor dizertační práce se aktivně podílí (v rámci řešitelského týmu) na přípravě podkladů pro realizaci navrženého řešení.

Uvedené sestavené modely představují komplexní souhrn modelů jednotlivých prvků hybridních systému, přičemž se předpokládá jejich další rozšíření, zpřesnění a vzájemné propojení. Uplatnění simulovaných výstupů v praxi je reálné především v oblasti stanovení energetických toků s ohledem na nastavení vnitřní logiky řídicího systému. S využitím sestavených modelů tak lze ověřit např. vliv rozložení zátěže na chování systému.

Na základě sestavených modelů prezentovaných v kapitole 3 a v publikovaných článcích A.6–A.8 lze konstatovat, že cíl práce zaměřený na tvorbu matematického modelu hybridního energetického systému byl splněn.

## 4 OPTIMALIZACE A PROVOZNÍ MĚŘENÍ FVE

Optimalizace a provozní měření FV systémů úzce souvisí s tématem dizertační práce a tvoří jeden z dílčích cílů. Na základě autorových praktických zkušeností s provozem systémů s OZE, je častým požadavkem provozovatelů energetických systémů zvýšení efektivity stávajících instalací. V případě průmyslových instalací ( $P_{inst} > 10$  kWp) je základním nástrojem pro určení dostupných možností pro zvýšení energetické (ev. finální) výnosnosti stávajícího systému, provedení korektní diagnostiky FV systému. Na základě výsledků provedených provozních měření lze následně stanovit možnosti optimalizace vedoucí ke zvýšení výroby el. energie celého systému. Příkladem optimalizace může být rekonfigurace FV pole s ohledem na skutečné parametry jednotlivých FV panelů, změna zapojení pro eliminaci vlivu zastínění od okolních předmětů nebo i pouhá výměna vadných panelů.

V rámci studia se autor podílel na provozních měřeních a diagnostice více než 20 FV systémů, přičemž největší disponoval instalovaným výkonem ( $P_{inst} = 55,8$  MWp). Použitá metodika a úkony související s diagnostikou a prohlídkou FV systémů jsou popsány v publikacích uvedených v příloze (A.9, A.10, A.11, A.12).

### 4.1 Provozní výkonnost FV systému

Základním ukazatelem efektivity FV systému je provozní výkonnost, definovaná vztahem 4.1 [8]

$$PR = \frac{E}{(G_E - G_0) \cdot A \cdot E_{ffm}} \quad (\%), \quad (4.1)$$

kde:

- $E$  – Celkový objem elektrické energie vyrobené FV elektrárnou za relevantní období dle údajů zaznamenaných měřicím zařízením PDS (Wh).
- $G_E$  – Celková agregovaná energie slunečního záření zjištěná z údajů solárního čidla instalovaného v rámci FV elektrárny za relevantní období dopadající v lokalitě FV elektrárny na plochu FV panelů. V případě umístění více čidel v rámci FV elektrárny je pro určení celkové agregované energie použit vážený průměr všech naměřených veličin ( $\text{Wh} \cdot \text{m}^{-2}$ ).
- $A$  – Celková plocha všech instalovaných FV panelů v rámci FV elektrárny ( $\text{m}^2$ ).
- $E_{ffm}$  – Účinnost nových FV panelů použitých v rámci FV elektrárny ke konverzi slunečního záření na elektrickou energii, dle údajů výrobce v datasheetu daného panelu (%). V případě více různých typů FV panelů se použije vážený průměr.
- $G_0$  – Celková agregovaná energie slunečního záření za relevantní období dopadající v lokalitě FVE na plochu solárních panelů, kterou nebylo možno konvertovat

na elektrickou energii a dodat do sítě výlučně z některého z následujících důvodů ( $\text{Wh}\cdot\text{m}^{-2}$ ):

- V důsledku odpojení FVE nebo snížení napájecího výkonu PDS nezaviněného zhotovitelem.
- V důsledku okolností vylučující odpovědnost ve smyslu § 2913 zákona č. 89/2012 Sb. ve znění pozdějších předpisů [16].
- V důsledku zhotovitelem nezaviněného poškození VN vedení připojovacího FVE do sítě třetí osobou mezi přípojným bodem PDS a oplocením FVE.
- V důsledku poruchy nebo odpojení distribuční soustavy v daném místě.
- V důsledku zasněžených modulů.

Na základě praktických zkušeností je stanovena minimální hodnota provozní výkonnosti u kvalitně provedených FV systémů bez závad na 85 % pro technologie instalované po roce 2010, v případě starších instalací je požadován limit 80 % s ohledem na nižší účinnost použité technologie.

## 4.2 Kontrola FV instalace dle ČSN EN 62446

Norma ČSN EN 62446 představuje normu, která definuje postupy a úkony pro konstruktéry a instalátory FV systémů. Cílem normy je efektivní tvorba adekvátní dokumentace pro provozovatele systému.

Na základě uvedených informací lze kontrolu FVE rozdělit na dvě části:

### 4.2.1 Vizuální kontrola

Samotná vizuální kontrola na místě instalace má za cíl ověřit soulad s poskytnutou dokumentací a detekovat potenciální problémy v instalaci. Vizuální prohlídku lze rozdělit do několika částí a na základě provedených prohlídek a měření lze zdůraznit následující body, které jsou obsaženy v uvedené normě, ale při prohlídkách tvořily nejčastější nedostatky:

- Prohlídka DC komponent.
- Kontrola přítomnosti a provedení LPS.
- Prohlídka AC komponent.
- Kontrola označení jednotlivých prvků instalace.

### 4.2.2 Měření na FV systému

Norma rozsáhlým způsobem definuje standardní postup pro měření všech parametrů především pro výchozí kontrolu instalace. V případě periodické kontroly k ověření vlastností



systemu je možné se zaměřit především na kontrolu DC části instalace sestávající z:

- Ověření izolačního odporu FV pole.
- Měření parametrů stringu ( $U_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $U_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$  a  $I$ - $V$  křivek).
- Provozní měření jednotlivých stringů a FVE jako celku, spolu se stanovením provozní výkonnosti.
- Diagnostika infrakamerou.
- Měření  $I$ - $V$  křivek jednotlivých panelů u stringů vykazujících mimotoleranční parametry.

Pro zhodnocení, zda FV panel splňuje požadované výkonové parametry (měřený výkon v maximálním pracovním bodě při STC podmínkách –  $P_{mpp,STC,meas}$ ) je třeba vycházet z požadavků normy ČSN EN 61215, která uvádí, že FV panel splňuje požadavky, pokud se jeho výkon nachází v rozmezí  $\pm 5\%$  z očekávané hodnoty  $P_{mpp,STC,exp}$ . Očekávanou hodnotou se rozumí hodnota výkonu v maximálním pracovním bodě, která respektuje výrobcem garantovanou odchylku výkonu při výrobě a také pokles výkonu v čase způsobený degradací panelu vlivem provozu.

Pro výpočet očekávaného výkonu v maximálním pracovním bodu po  $n$  letech provozu lze použít vztah 4.2 [22]

$$P_{mpp,STC,exp} = P_{mpp,STC,nom} \cdot (1 + p) \cdot (1 + r)^{n-1} \quad (4.2)$$

Ukázkový výpočet je proveden pro FV panel s nominálním výkonem v pracovním bodu při STC podmínkách ( $P_{mpp,STC,nom} = 240$  Wp), definovaným maximálním ročním poklesem výkonu  $r = -0,345\% \cdot \text{rok}^{-1}$ , tolerancí nominálního výkonu při výrobě  $p = \pm 3\%$  a dobou provozu  $n = 5$  let.

Tolerance nominálního výkonu FV panelu při výrobě dosahuje jak kladných tak záporných hodnot (vlivem materiálových vlastností jednotlivých fotovoltaických článků a kvalitou propojů mezi nimi), z tohoto důvodu je možné uvažovat oba mezní případy. Při dosazení hodnot do vztahu 4.2 lze získat pro zápornou odchylku nominálního výkonu  $p = -3\%$  hodnotu očekávaného výkonu uvedenou ve vztahu 4.3 [22] a pro kladnou odchylku nominálního výkonu  $p = +3\%$  hodnotu uvedenou ve vztahu 4.4 [22].

$$P_{mpp,STC,exp,min} = 240 \cdot (1 - 0,03) \cdot (1 - 0,00345)^{5-1} = 229,60 \text{ Wp} \quad (4.3)$$

$$P_{mpp,STC,exp,max} = 240 \cdot (1 + 0,03) \cdot (1 - 0,00345)^{5-1} = 243,81 \text{ Wp} \quad (4.4)$$

Hodnoty očekávaného výkonu uvažovaného FV panelu po pěti letech provozu tak leží v intervalu  $\langle 229,60; 243,81 \rangle$  Wp. Z hlediska stanovení výkonnosti FV systémů a poskytnutých garancí má v praxi smysl vyhodnocovat minimální hodnotu uvedeného intervalu. V případě, že se výsledky naměřeného výkonu v maximálním pracovním bodě

při STC podmínkách ( $P_{mpp,STC,meas}$ ) liší od hodnoty  $P_{mpp,STC,exp,min}$  o méně než  $\pm 5\%$ , lze předmětný panel považovat v souladu s normou ČSN EN 61215. V praxi tak změřená hodnota  $P_{mpp,STC,meas}=218,12$  Wp neznamená rozpor vůči výrobcem garantovaným parametrům panelu, přestože se jedná o pokles výkonu vůči údaji uvedeném na štítku panelu ( $P_{mpp,STC,nom}$ ) o 9,12 % a na první by se mohlo zdát, že uvedený pokles výkonu FV panelu může indikovat defekt, případně problém v instalaci. Tuto skutečnost je nutné uvažovat při provozní analýze jednotlivých FV panelů, případně celých řetězců.

### 4.3 Provozní diagnostika FV řetězců

Metodika pro testování FV řetězců byla ověřena na několika FVE. Níže prezentované výsledky vycházejí z měření na FVE Broumov s instalovaným výkonem 100 kWp. Provozní diagnostika jednotlivých FV řetězců byla provedena prostřednictvím analyzátoru Metrel Eurotest PV MI3108 PS. Součástí analyzátoru je externí jednotka snímající signály z čidla intenzity slunečního záření a teplotního senzoru. Základní měření bylo provedeno pro jednotlivé řetězce (stringy) – v případech, kdy byl detekován rozdíl mezi měřeným a očekávaným výkonem stringu (vyšší než 10 %), bylo realizováno měření na jednotlivých panelech takto identifikovaného stringu.

#### 4.3.1 Kritéria vyhodnocení výsledků měření

Kritéria pro vyhodnocení výsledků měření  $I-V$  charakteristik byla následující:

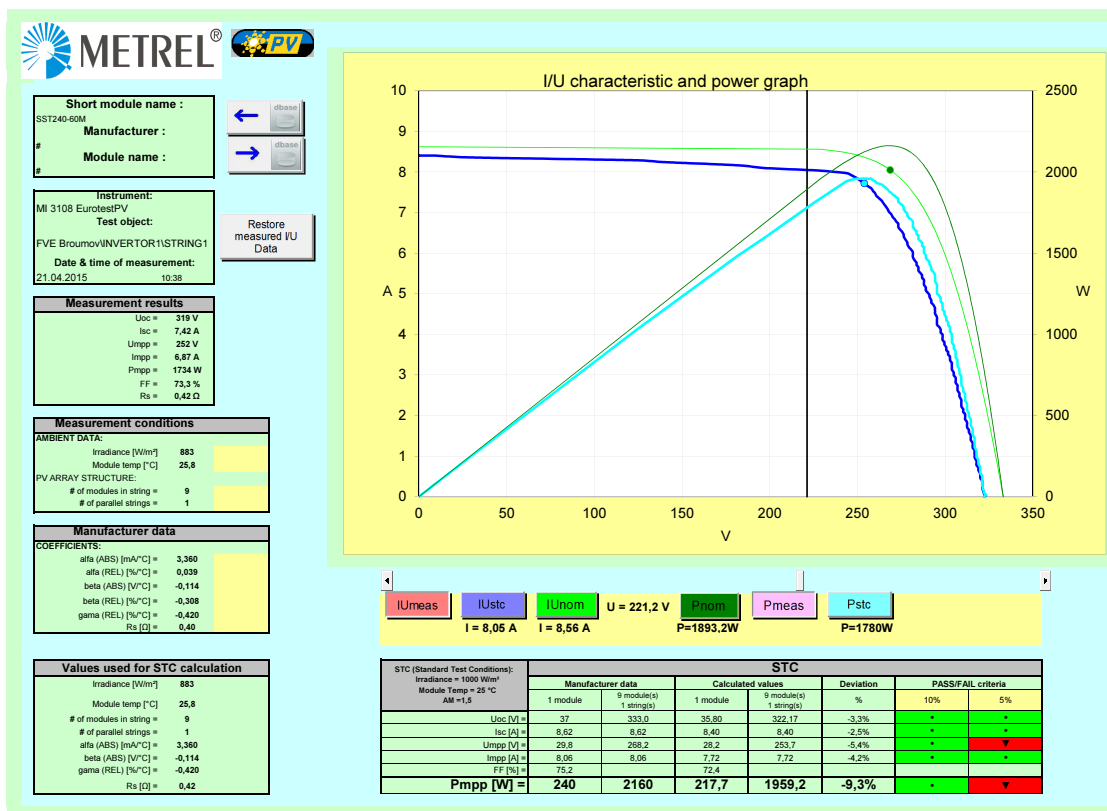
- Splněny požadavky normy ČSN EN 62446.
- Splněny požadavky normy ČSN EN 61215.
- Tvar a průběh  $I-V$  charakteristiky musí odpovídat předpokládaným hodnotám bez zjevných zkreslení.
- Odchylka STC výkonu stringu/panelu do -10 %, kladná odchylka nebyla posuzována jako chyba.

Pro jednotlivé stringy byly změřeny  $I-V$  charakteristiky a změřené hodnoty byly přístrojem přepočteny na hodnoty odpovídajícím standardním testovacím podmínkám (STC) s využitím hodnot intenzity slunečního záření a teploty panelu zaznamenaných v okamžiku měření.

Ukázka výstupu z provedeného měření je na Obr. 4.1. Tmavě modrou barvou je vyznačen průběh  $I-V$  charakteristiky přepočítaný na STC hodnoty, světle zelená křivka ukazuje průběh podle nominálních parametrů zadaných výrobcem panelu.

Měření bylo provedeno za stabilní intenzity slunečního záření  $G = 883 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$  a teploty panelu  $t = 25,8 \text{ }^\circ\text{C}$ . Z výsledků měření je zřejmý pokles výkonu celého stringu o 9,3 % vůči údajům o výkonu panelů uvedených na jejich štítku ( $P_{mpp,STC,nom}$ ). FV string tvořilo

9 panelů typu CEEG-SST240-60M. Provedené měření potvrdilo předpoklad, že panely vykazují plošný pokles výkonu vlivem celkové degradace, což bylo patrné i při vizuální kontrole barevnými změnami EVA fólie ve struktuře FV panelů.



Obr. 4.1: Výsledek měření  $I$ - $V$  charakteristiky FV stringu

Na základě provedené kontroly lze identifikovat případné defekty nejen FV panelů, ale i zapojení a chybného návrhu. Tyto nedostatky mají vliv na výslednou energetickou výnosnost celého zařízení. Možnost následné optimalizace tak lze shrnout do následujících bodů:

- výměna individuálních (poškozených) panelů, oprava poškozených vodičů a kabelů,
- rekonfigurace zapojení s ohledem na skutečné parametry panelů,
- rekonfigurace zapojení s ohledem na zastínění panelů od okolních předmětů,
- instalace aktivního optimalizačního systému.

## 4.4 Zhodnocení dosažených výsledků

Na základě provedených více než 20 provozních měření na FV instalacích různého rozsahu lze konstatovat, že pravidelná prohlídka a kontrola FVE představuje klíčový prvek

mající zásadní vliv na výslednou provozní výkonnost celé instalace. V případě problematických instalací byly zjištěny zásadní nedostatky související s kvalitou návrhu (dimenzování vodičů, rozložení panelů s ohledem na zastínění), kvalitou provedení (uvolněné konektory, špatně uchycené panely) i s nedostatečnou a chybnou údržbou (vadná pojistka, rozbité krycí sklo, neudržovaná vegetace).

Z hlediska optimalizace FV systémů představuje kvalitně provedené provozní měření základní diagnostický nástroj, jehož provedení nezbytně předchází návrhu optimalizačních řešení a nelze jej, narozdíl od současné praxe, považovat za nepodstatný úkon.

Důraz na kvalitu provedeného měření spočívá především v dodržení požadovaných postupů a podmínek pro měření, které jsou předpokladem pro získání relevantních výsledků. Na základě získaných praktických znalostí, zpracovaných zpráv z měření (vlastních i poskytnutých spolupracujícími technikami) a konzultací s provozovateli FV instalací je v současné době zřejmý tlak obchodních zástupců firem zaměřujících se na poskytování servisu a optimalizačních řešení v oblasti FV systémů. V rámci tendenčně provedených analýz jsou prezentována zařízení pro navýšení výkonu např. v souvislosti s degradací panelů vlivem PID (Potential Induced Degradation), což se však při provedených měření ukázalo jako minoritní problém vzhledem ke specifickým podmínkám v ČR (viz. článek A.12).

## 5 OPTIMALIZACE S VYUŽITÍM ZAŘÍZENÍ PRO REGULACI TOKU VÝKONU

Diagnostika defektů a kontrola parametrů FV instalací popsaná v předchozí kapitole je předmětem zájmu především provozovatelů instalací s výkonem větším než 10 kWp primárně dodávající energii do sítě. Jak bylo uvedeno, zájmem těchto provozovatelů je diagnostikovat příčiny poklesu výkonu u FV instalací vystavěných v závěru let 2009 a 2010 kvůli končícím lhůtám pro uplatnění záruk. Vzhledem k nastaveným výkupním cenám v ČR pro tyto instalace znamená nižší výroba elektrické energie ekonomickou ztrátu, kterou s ohledem na omezené možnosti rekonstrukce není možné řešit např. celkovou výměnou.

V případě instalací do výkonu 10 kWp (tj. malé instalace na rodinných domech) lze výnosnost celého systému zvýšit optimalizací energetických toků souvisejících s bilancí výroby a spotřeby elektrické energie. Jak je uvedeno v kapitole 2, samotná optimální bilance může být zajištěna prostřednictvím hybridního systému s akumulací, který standardně pracuje v ostrovním provozu.

V případě zapojení FV systému v konfiguraci s on-grid střídači (paralelně pracujících s distribuční soustavou), je pro snížení energetické závislosti objektu v souladu s aktuální legislativou nutné omezit dodávku elektrické energie do sítě na minimální úroveň. Konkrétně je ve vyhlášce ERÚ č. 16/2016 Sb. [5] v §16, odst. 2b uvedeno, že je vyžadováno: „technické řešení mikrozdroje, které zamezuje dodávce elektřiny do distribuční soustavy v místě připojení, s výjimkou krátkodobých přetoků elektřiny do distribuční soustavy, které slouží pro reakci omezujícího zařízení, ale které nezvýší hodnotu napětí v místě připojení.“

Vzhledem k charakteru typu zdroje s proměnlivou výrobou, ke kterému se váže variabilní příkon spotřebičů v objektu (odběr elektrické energie), není možné jednoduše zajistit, aby v každém okamžiku byla mezi aktuální výrobou a odběrem rovnováha. Řešení, která jsou na trhu pro provozovatele těchto systémů v současné době dostupná, spočívají v řízení vybraných spotřebičů prostřednictvím externích kontrolérů a regulátorů, které mají zajišťovat regulaci odběru v souladu s aktuální výrobou.

Uvedené regulační systémy jsou mnohdy propagovány jako plynulá regulace spotřeby zajišťující v době výroby nulovou bilanci činného výkonu na fakturačním elektroměru, což může vést k přesvědčení, že je veškerá vyrobená elektrická energie přímo spotřebována v místě. Uvedená regulace pracuje ve většině případů na principu rychlého spínání zátěží s velmi krátkým cyklem, čímž dochází k rychlým změnám směru toku činné energie (směru činného výkonu). Zařízení tak z části využívá akumulaci elektrické energie, po velmi krátkou dobu, v distribuční soustavě. Tyto tzv. regulátory pro snížení přebytků vyrobené elektrické energie ve skutečnosti využívají slabiny v metrice elektroměrů činné

energie, které nedokáží měřit a registrovat energii v jednotlivých směrech správně podle skutečnosti, jelikož měřící algoritmus tyto rychlé změny směru toků průměruje.

Regulační obvody on-grid střídačů FV zdrojů malých výkonů používaných pro dané účely jsou zpravidla uzavřené a neumožňují zadat externě požadovanou hodnotu činného výkonu. Nelze tak limitovat výrobní výkon ve srovnání s aktuální proměnlivou výrobou. Výstupní činný výkon je tedy neříditelný a odpovídá aktuálním meteorologickým podmínkám s cílem využít primární energii v maximální míře.

## 5.1 Možnosti řízení výkonů

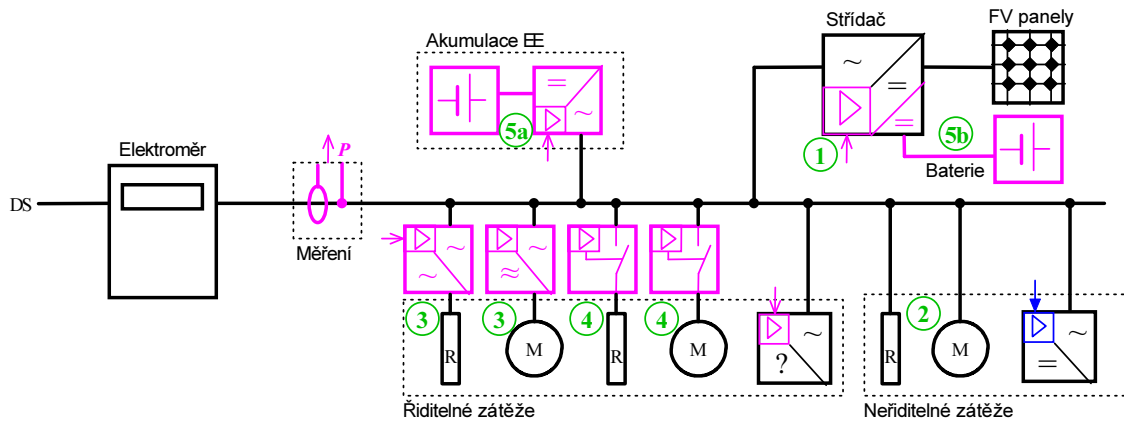
Jak bylo uvedeno výše, disproporce mezi výrobou a spotřebou elektrické energie v objektu vede k dodávce energie do sítě v případě, že aktuální výkon výrobního zdroje je vyšší, než součet aktuálních příkonů spotřebičů v objektu. Možnosti jak omezit dodávku elektrické energie do sítě na minimum jsou následující:

- snížení výkonu výrobního zdroje – nutná spolupráce střídače s měřícím modulem v předávacím místě,
- zvýšení zátěže – akumulace energie (baterie, zpravidla však akumulace elektrické energie ve formě tepla prostřednictvím systémů pro ohřev vody).

Pro obě možnosti je nutný dodatečný regulátor toku výkonu, zajišťující jednak měření výkonu v předávacím místě prostřednictvím měřícího modulu, tak spínání dodatečných zátěží, případně zasílání komunikačních zpráv pro omezení výkonu střídače (je-li podporováno). Vliv regulátorů toku výkonu na kvalitu elektrické energie je popsán v publikaci A.13 v příloze.

Variantu instalace s měničem, který umožňuje řízení/regulaci výkonu (činného) na požadovanou hodnotu, ukazuje Obr. 5.1. Střídač (bod 1) zahrnuje regulátor, který reguluje/omezuje výstupní výkon tak, aby v místě měření byl roven referenční hodnotě (zpravidla nula). Aktuálně dostupný činný výkon střídače je tak limitován aktuální spotřebou.

Z hlediska říditelnosti/regulovatelnosti spotřeby je většina používaných elektrických spotřebičů v domácnostech vázána na okamžité potřeby uživatelů. Příkladem může být osvětlení, elektrické varné desky, mikrovlnná trouba atp. Tyto spotřebiče lze zařadit do skupiny neříditelné spotřeby (Obr. 5.1 - bod 2), navíc obtížně predikovatelné. Dále existuje řada spotřebičů, které nejsou vázány svou funkcí na okamžitou potřebu uživatelů. Typicky se jedná o spotřebiče přeměňující elektrickou energii na jinou formu s akumulačním potenciálem jako je teplo, chlad a potenciální energie (čerpadla). S akumulací elektrické energie do tepla počítá i nový dotační program Nová zelená úsporám [14], který v kontextu s novelou energetického zákona [25] v rámci podoblasti podpory C.3, nabízí pro rodinné domy dotaci na instalace FV zdrojů do 10 kW připojených k DS a s akumulací „přebytků“ do teplé užitkové vody.



Obr. 5.1: Jednopolové schéma spotřebitelské sítě s jednofázovým PV zdrojem a s variantním řešením bilance činného výkonu [4]

Pravděpodobnost, že příkon některého spotřebiče zahrnutelného do říditelných zátěží je právě roven aktuálnímu výkonu zdroje, je velmi malá. Dále je třeba uvažovat, že nastavení vyššího příkonu, než je aktuální výkon zdroje, znamená celkový odběr činné elektrické energie z DS, která je měřena fakturačním elektroměrem. Pokud je do procesu balancování výkonu zahrnut i například ohřev bazénu, který není nezbytně nutný, představuje odebraná elektrická energie z pohledu odběratele nechtěný nadměrný náklad.

Z hlediska požadavku na vyrovnanou energetickou bilanci objektu je tedy nutné příkon zátěží regulovat. Běžně příkon spotřebičů regulovat nelze a pokud ano, pak pouze skokově ve více stupních, jejichž výkonová diference je stále příliš velká (definována příkonem kaskádně řazených spotřebičů). V případě, že je požadována „plynulejší“ regulace je použit externí výkonový měnič/regulátor (Obr. 5.1 - bod 3), který umožní plynulé řízení výkonu zátěže, která bude použita pro regulaci bilance činných výkonů. V úvahu připadají frekvenční měniče pro pohony, či měniče napětí jako například regulační transformátory nebo také fázové (triakové) regulátory [4].

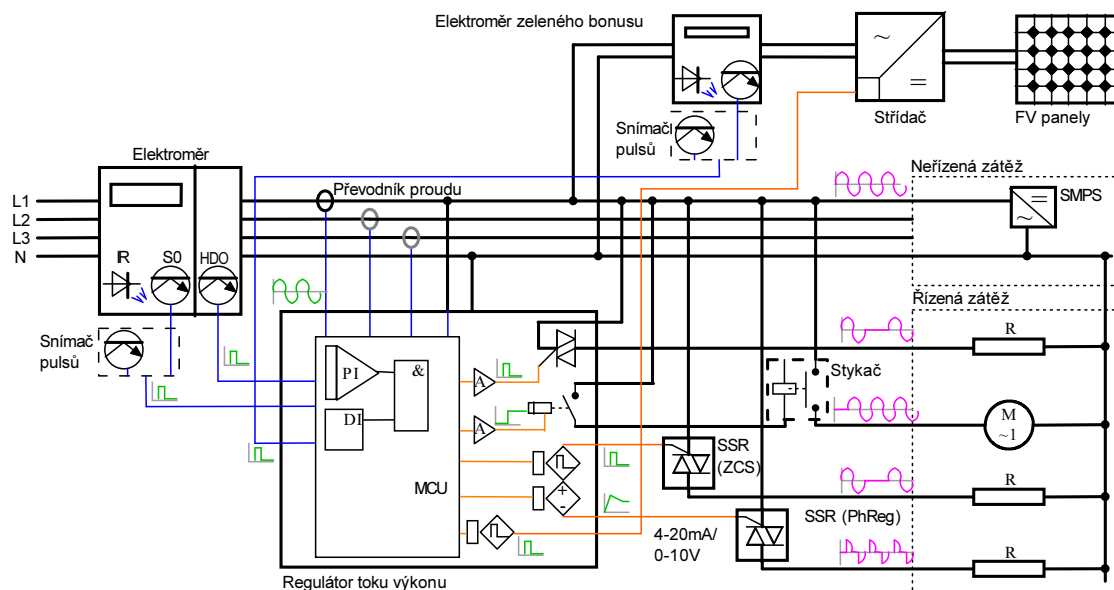
Současně s možností plynulé regulace výkonu pomocí vestavěných či externích měničů, které jsou v každém okamžiku schopny nastavit příkon odpovídající požadovanému bilančnímu výkonu, je používána i šířkově pulsní (PW – Pulse-Width) regulace (PWR – Pulse-Width Regulation). Tento typ regulace však zajišťuje pouze zdánlivě plynulou regulaci a fiktivní vyváženost mezi výkonem zdroje a příkonem zátěží. PWR představuje kontrolované řízení zapnutého/vypnutého stavu spotřebiče, který neodebírá energii (nebo má pouze základní úroveň příkonu) ve vypnutém (rozepnutém) stavu a má maximální (nominální) příkon v zapnutém (sepnutém) stavu (Obr. 5.1 - bod 4).

V neposlední řadě je řešením akumulace přímo elektrické energie do paralelních akumulačních systémů (Obr. 5.1 - bod 5a), nebo využití akumulace podporované FV střídačem (Obr. 5.1 - bod 5b), je-li dostupná.

## 5.2 Kontroléry pro řízení toků energií

Na trhu v ČR je dostupná celá řada komerčních řešení, spočívajících v doplňkovém systému sestávajícím především z kontroléru s vestavěným regulátorem, který prostřednictvím logického řízení výstupů ovládá spínače předřazené vybraným typům zátěží, rozděleným podle výkonu, možnosti rychlého cyklického spínání a priority.

Obecné schéma zapojení regulátoru toku výkonu je na Obr. 5.2.



Obr. 5.2: Typické zapojení a možnosti regulátoru toku výkonů při optimalizaci přebytků výroby z FV zdrojů [11]

Doplnění pro řízení toku činných výkonů je tvořeno kontrolérem s převodníky pro měření proudu přes fakturační elektroměr a přímým měřením napětí a dalšími případnými vstupy, např. pro doplňkové snímání pulsů z elektroměrů (se snímači) a měřením aktuálního tarifu z přijímače HDO. Řízená zátěž je v závislosti na typu a vhodnosti připojena na výkonové výstupy (triaky a relé). Při požadavku spínání větších výkonů, nebo zátěží s jinou než odporovou charakteristikou, musí být systém doplněn o odpovídající externí ovládané spínače, jako jsou stykače nebo SSR-ZCS (Solid State Relay - Zero Cross Switching) relé nebo triakové fázové regulátory. Tyto spínače jsou řízeny odpovídajícími výstupy kontroléru. Množství a typy podporovaných externích spínačů se liší podle výrobce a typu kontroléru. V některých případech je pro řízení externích triaků nutné doplnit mezi určený řídicí výstup kontroléru a řídicí vstup triaku převodník typu  $f/U$  převádějící pulsní výstupní signál kontroléru na spojitý unifikovaný signál (0-10 V nebo 4-20 mA) potřebný pro řízení běžně dostupných triakových modulů.

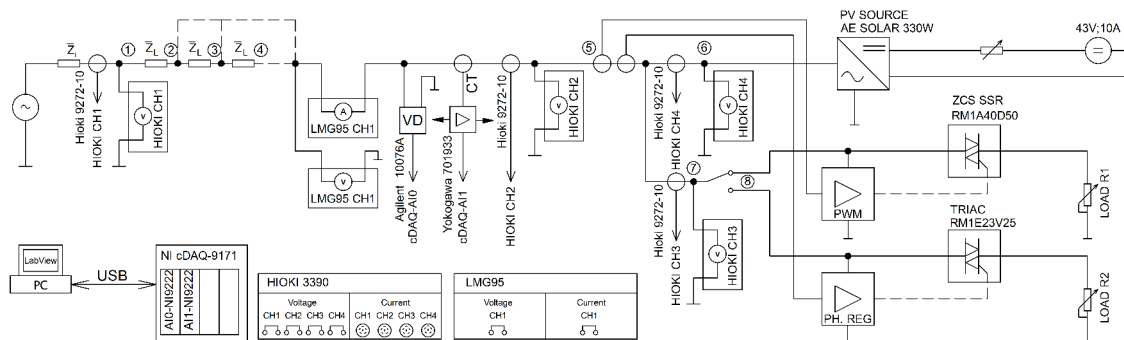
Rozdělení řízené zátěže z hlediska typu na jednotlivé spínače a související výstupy kontrolérů je záležitostí vlastního spotřebiče (vlastního procesu, který zajišťuje) a priorit



uživatelé. Přes interní relé, nebo externí navázané stykače, se do kaskády připojují ty řízené zátěže, které z hlediska připojovaných spotřebičů nesmí být provozovány s krátkou dobou cyklu, tedy vyžadují dlouhý nepřerušovaný chod, typicky motory. Tyto zátěže mají nižší prioritu připojování. Naopak nejvyšší prioritu (je nasazován pro regulaci jako první) má výstup určený pro rychlou PWR, ať už je realizován pomocí SSR nebo triaku. Typ spínače souvisí opět s typem zátěže, nicméně zátěž samotná musí být způsobilá pro rychlé cyklické změny stavu vypnuto/zapnuto. Nejčastěji jsou to topné spirály bojlerů akumulárních nádrží, topné články, atd. Jako spínač je v současné době preferováno SSR, protože triak způsobuje značné rušení v audio pásmu, které může na straně odběratele způsobit problémy s EMC (elektromagnetická kompatibilita – Electro Magnetic Compatibility).

### 5.3 Měření negativních vlivů systému s regulátorem toku výkonu

Problémy spojené s provozem rychle spínaných zátěží prostřednictvím regulátorů toku výkonu jsou detailně rozebrány v článku v příloze A.13. Z hlediska EMC se jedná o flickr, středofrekvenční rušení a harmonické zkreslení. V rámci ověření těchto negativních provozních vlivů bylo provedeno měření na laboratorním systému (Obr. 5.3 a Obr. 5.4) s regulátory Wattrouter firmy Solarcontrols [19] a Greenbono firmy Yorix [24].

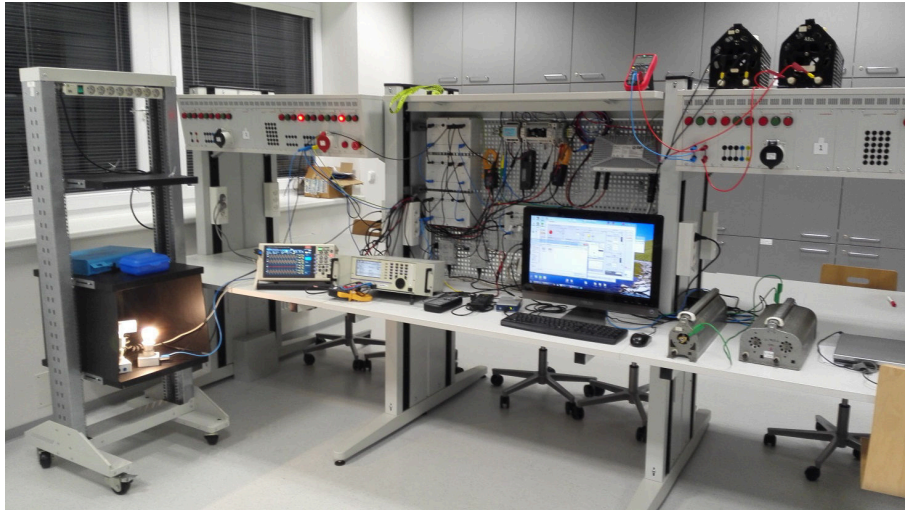


Obr. 5.3: Schéma zapojení laboratorního systému s regulátorem toku výkonu [11]

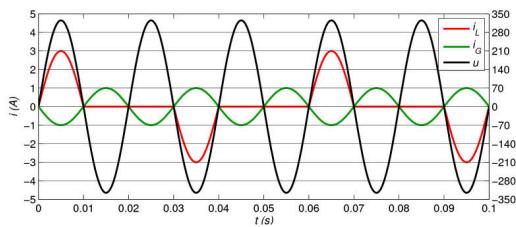
Ukázka průběhů napětí a proudu je zobrazena v Obr. 5.5. Následně je zobrazen celkový proud elektroměrem Obr. 5.7 a odpovídající okamžitý průběh výkonu (Obr. 5.9) pro regulátor Wattrouter. Průběhy odpovídají vyrovnané bilanci výroby a spotřeby objektu.

Obdobně jsou pro regulátor Greenbono zobrazeny ukázky průběhů napětí a proudu v Obr. 5.6, celkový proud elektroměrem Obr. 5.8 a odpovídající okamžitý průběh výkonu Obr. 5.10 pro vyrovnanou bilanci výroby a spotřeby objektu.

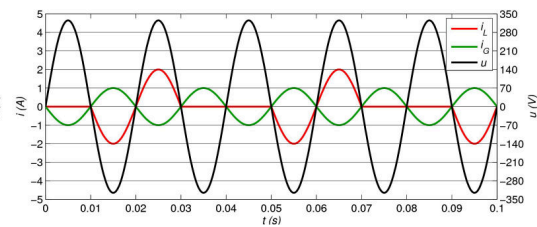
Jak je patrné z průběhů okamžitého výkonu měřeného v místě elektroměru (Obr 5.9 a 5.10), v obou případech dochází ke střídání stavů odběru a dodávky výkonu v předávacím místě. Tyto změny toku výkonu jsou velmi rychlé (změny v rámci půlperiody síťového napětí). Regulátory toku výkonu tak využívají slabiny v metrice současných elektroměrů, které průběh okamžitého výkonu integrují s příliš dlouhým měřícím oknem ( $T_{MW}$ ). Standardní metrika elektroměrů činné energie v současné době používá měřící okno  $T_{MW}=1$  s, které není schopné rychlé změny toku výkonu správně zintegrovat. Uložená kvanta energií v jednotlivých registrech (odběr, dodávka) z tohoto důvodu neodpovídají skutečným energetickým tokům v systému.



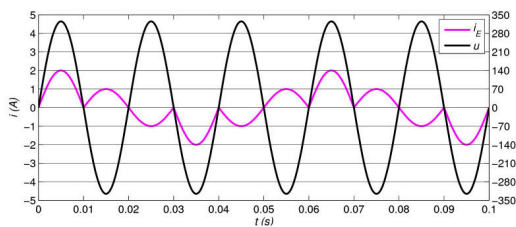
Obr. 5.4: Uspořádání měřícího pracoviště s regulátorem toku výkonu



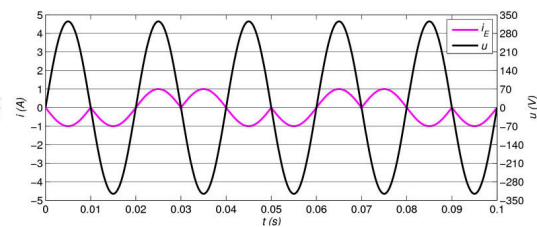
Obr. 5.5: Wattrouter – proud zdroje, spínané zátěže a napětí



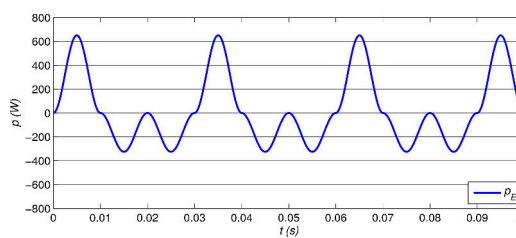
Obr. 5.6: Greenbono – proud zdroje, spínané zátěže a napětí



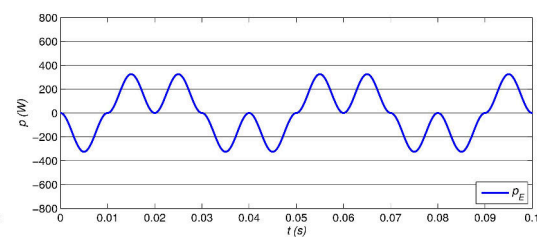
Obr. 5.7: Wattrouter – proud elektroměrem a napětí



Obr. 5.8: Greenbono – proud elektroměrem a napětí



Obr. 5.9: Wattrouter – průběh okamžitého výkonu



Obr. 5.10: Greenbono – průběh okamžitého výkonu

## 5.4 Vyhodnocení problematiky regulátorů toků výkonu

Současně rozšířený způsob zajištění bilance elektrické energie (v instalacích s výrobou a spotřebou v místě), pomocí PWR se z pohledu dodavatele elektrické energie a provozovatele DS vyznačuje následujícím:

- chybné měření činné elektrické energie, kdy způsob spínání regulačních zátěží vnučený spínací logikou komerčních kontrolérů využívá nedokonalé metriky stávajících elektroměrů,
- zhoršení kvality elektrické energie a především kvality napětí v DS způsobené rychlými spínacími procesy, které v závislosti na použitém způsobu spínání způsobují kolísání napětí (flickr), nebo způsobují harmonické zkreslení napětí a současně rušivá napětí ve frekvenčním rozsahu do 20 kHz.

Zátěže spínané přes SSR způsobují kolísání napětí (flickr) a řízení příkonu pomocí triaků zase způsobuje harmonické zkreslení napětí a vznik rušivých napětí v rozsahu běžně do 20 kHz. Oba typy spínání mají značný potenciál způsobit překročení dovolených limitů pro kolísání napětí/flickr či harmonické v NN DS [18].

Způsob používané regulace je efektivní. Přestože může způsobovat z hlediska EMC výše uvedené problémy, lze jej tolerovat v případě, že regulace bude zajištěna kaskádně a zároveň bude limitována velikost regulační zátěže zajišťující bilanci pomocí PWR. V této souvislosti je však ale nezbytné tolerovat určité množství elektrické energie dodané do sítě (které může být procentuálně vztaženo k množství odebrané energie) a zároveň prosadit ochranu u kontrolérů zamezující připojení zátěže na PWR výstup s nominálním výkonem větším než 650 W (v tomto případě nebude docházet k překročení maximální povolené dlouhodobé míry vjemu flickru [11]). Uvedenou ochranou funkci lze u kontrolérů realizovat například na základě měřené změny velikosti proudu.

## 6 VÝSLEDKY

Výsledky dizertační práce lze shrnout do následujících bodů:

- Realizace zapojení experimentálního hybridního systému kombinující FV systém s větrnou elektrárnou a akumulací. Následně byl navržen, zapojen a nakonfigurován řídicí systém.
- V rámci laboratoře obnovitelných zdrojů byl navržen, realizován a naprogramován měřicí systém pro dlouhodobý záznam meteorologických údajů.
- Na základě dat z provozního měření a provozních poznatků bylo analyzováno výchozí nastavení hybridního systému a na základě jeho nedostatků navržena doporučení a možná řešení pro jeho rekonfiguraci.
- Pro jednotlivé prvky tvořící hybridní systémy s obnovitelnými zdroji energie byly sestaveny matematické modely v prostředí Matlab Simulink, z nichž některé byly následně využity pro sestavení komplexního modelu hybridního systému s akumulací, který je po validaci využíván pro další výzkum a vývoj a pro řešení projektů spolupráce s průmyslem.
- Koncepční návrh hybridního systému s akumulací pro podporu rychlonabíjecích stanic pro elektromobily (EVs) – A.14, A.15 a A.16.
- V souvislosti s poptávkou po optimalizaci výroby a využití FV systémů byla provedena provozní měření se zaměřením na příčiny poklesu výroby, na základě kterých byly definovány nejčastější příčiny snížené provozní výkonnosti a uvedeny možnosti jejich odstranění.
- Pro optimalizaci využití elektrické energie vyrobené prostřednictvím obnovitelných zdrojů byla detailně rozebrána problematika regulátorů toku výkonu, které jsou v současnosti doporučovány jako řešení pro maximalizaci energetických zisků a eliminaci přetoků elektrické energie do distribuční soustavy.
- Výsledný soubor publikací autora čítá více než 20 článků, přičemž převážnou část tvoří příspěvky v rámci indexovaných konferencí, následují články publikované v rámci tuzemských a zahraničních neindexovaných konferencí a časopisů. Dva články A.10 a A.16 v příloze, jsou publikovány v impaktovaném časopise s hodnotou Impact Factoru: 2.262 (2016) a v době odevzdání dizertační práce měly celkem 6 citací.

Další výsledky související přímo s řešením dizertační práce vycházejí z navázané spolupráce v rámci pracovních skupin Cechu aplikovaných fotovoltaických technologií (CAFT) a Solární asociace, kdy se autor dizertační práce aktivně podílí na pořádaných seminářích, konzultacích a školeních pro elektromontéry FV systémů. Další výsledky souvisí s řešením projektů spolupráce s průmyslem z oblasti provozního měření FV systémů, testováním FV střídačů a bateriových systémů (Střední průmyslová škola v Třebíči, společnosti

SUNLUX a fgFORTE), problematikou regulátorů toků výkonů (ČEZ, E.ON) a tvorbou matematických modelů energetických systémů (Enbra, ČEZ, Uralská univerzita).

Další zapojení autora dizertační práce je v oblasti výuky. Autor úspěšně vedl následující závěrečné studentské práce:

- Houzar, T.; Návrh kombinovaného tepelného systému pro vytápění a ohřev TUV v rodinném domě: bakalářská práce. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2013. 68 s.
- Schittenhelm, D.; Energetický potenciál vody v chovných nádržích: bakalářská práce. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2014. 59 s.
- Lahvička, J.; Návrh monitorovacího systému FVE: bakalářská práce. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2016, 49 stran.
- Sedlačko, J.; Návrh modelu Savoniova rotoru: bakalářská práce. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2016. 38 s.
- Špinar, M.; Ověření provozní výkonnosti a optimalizace FVE: diplomová práce. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2016. 90 s.

V předmětech Výroba a distribuce elektrické energie, Malé zdroje elektrické energie a Výroba elektrické energie na Ústavu elektroenergetiky VUT v Brně, se přímo podílel na tvorbě a realizaci následujících laboratorních úloh:

- Provozní měření na FV instalaci.
- Provozní testování FV střídačů.
- Vyhodnocení kvality napětí při provozu FVE s regulátorem toku energie do sítě.
- Větrná elektrárna se Savoniovým rotorem.
- Analýza hybridního systému.
- Odezva elektroměrů činné energie na rychlé změny mezi výrobou a dodávkou při běžných provozních změnách odběru.
- Odezva elektroměrů činné energie na rychlé změny mezi výrobou a dodávkou při nasazení regulátoru odběru typu GreenBonO.
- Komplexní hodnocení jevů v systémech se zdroji elektrické energie a řízenou spotřebou.

Další oblast související nepřímo s řešením dizertační práce zahrnuje softwarové programy a skripty, které byly vytvořeny/sestaveny autorem dizertační práce a jejichž výstupy byly použity při vypracování dizertační práce. Výsledky v této oblasti jsou následující:

- Skript v programu Matlab pro zpracování měřených dat a oscilogramů z analyzá-

toru HIOKI a jejich výsledný export do grafických závislostí.

- Grafické rozhraní v prostředí Matlab pro zpracování měřených dat, vyhodnocení I-V charakteristik z měřicího přístroje Metrel a výsledný export.
- Skript v programu Matlab pro výpočet hodnot sériového a paralelního odporu FV panelu s využitím štitkových údajů a numerického řešení pomocí Newton-Raphsonovy iterační metody.
- Skript v programu Matlab pro zpracování a vykreslení zaznamenaných meteorologických dat.
- Skript v programu Matlab pro zpracování a vykreslení dat z řídicího systému hybridního systému.
- Řídicí program PLC (Unitronics Visilogic) pro dálkové ovládání rotační zdrojovny Laboratoře výroby elektrické energie UEEN FEKT VUT v Brně.
- Řídicí program PLC (Unitronics Visilogic) pro záznam meteorologických údajů v Laboratoři obnovitelných zdrojů UEEN FEKT VUT v Brně.
- Aplikace pro měření vybíjecích/nabíjecích charakteristik LiFePO akumulátorů v programu LabVIEW.





## 7 ZÁVĚR

Dizertační práce je zaměřena na oblast řídicích procesů v systémech s alternativními zdroji energie. Vzhledem k tématicky rozsáhlé oblasti, kterou takové systémy představují, byly cíle dizertační práce zaměřeny na elektrické hybridní systémy kombinující více zdrojů energie. Kombinace rozdílných energetických zdrojů s různými charakteristikami tvoří komplexní systém, který klade specifické nároky na řídicí systém a jeho nastavení.

Klíčovým cílem dizertační práce bylo vytvoření návrhu technického řešení hybridního energetického systému s akumulací a jeho realizace. Postup řešení a dílčí výsledky jsou uvedeny v kapitole 2 a publikacích A.1–A.5. Možnosti řešení řídicího systému na platformě programovatelného PLC a LabView prezentované v A.1 jsou využity pro sběr meteorologických dat. Řídicí systém pro hybridní systém je tvořen komunikačním rozhraním na platformě RCC Studer Innotec, která umožňuje vzdálený přístup a nastavení jednotlivých parametrů, stejně jako automatizovaný sběr a ukládání naměřených hodnot z jednotlivých částí systému. Optimální konfigurace a uspořádání hybridního systému je v současné době řešeno v rámci projektu TA ČR (TH02020435), což dokládá aktuálnost tématu a potřebnost hledání nových způsobů uspořádání, řízení a využití.

Na základě poznatků získaných v průběhu testovacího provozu navrženého hybridního energetického systému byla, v souladu s dalšími dílčími cíli dizertační práce, provedena analýza řídicí logiky využívané v současných konfiguracích a definovány podmínky pro řízení hybridních energetických systémů v korelaci s provozními stavy. Vytvořený experimentální model hybridního systému umožnil ověření výchozí logiky řízení jednotlivých prvků systému, tyto výsledky jsou shrnuty v publikaci A.5.

Následně byla provedena optimalizace nastavení hybridního systému spočívající v zajištění korektní konfigurace jednotlivých prvků (regulátory nabíjení, střídače, komunikační rozhraní), při které byly využity dostupné informace, sestavené matematické modely a zpracované výsledky z provedených měření. Systém je po optimalizaci funkční a reaguje na změny provozních stavů dle předpokladů. Systémová data jsou automaticky ukládána a je realizován vzdálený přístup prostřednictvím online rozhraní. Důraz při provádění optimalizace byl kladen na logické chování systému v jednotlivých provozních stavech popsaných v kapitole 3 a správné řízení toku elektrické energie.

Problematika řízení systémů s obnovitelnými zdroji energie byla dále řešena z pohledu řízení spotřeby s využitím systémů pro regulaci toku výkonu (kapitola 5). Podrobná analýza vlivu těchto regulátorů na parametry kvality elektrické energie byla využita pro stanovení limitních výkonů pro jednotlivé regulační metody tak, jak je uvedeno v publikaci A.13. Dále byly analyzovány negativní vlivy na kvalitu elektrické energie související s provozem rychle spínaných zátěží.

V souvislosti s provedenými analýzami bylo možné sestavit matematické modely jednotlivých dílčích prvků (výsledky v kapitole 3) a sestavit je do funkčního celku. Sestavený

matematický model v prostředí Matlab Simulink byl nejprve validován na laboratorním experimentálním hybridním systému a následně využit k ověření konceptu nabíjecí stanice pro elektromobily s využitím podpůrného hybridního systému s akumulací (A.16).

Sestavené matematické modely (A.6 – A.8) byly využity pro optimalizaci laboratorního hybridního systému s akumulací a dále také pro řešení projektů spolupráce s průmyslem (matematické modely tepelných systémů, koncept hybridního systému pro podporu rychlonabíjecích stanic pro EV) a vyhodnocení dat získaných z provozních měření FV systémů. Možnost porovnání predikovaných výsledků pomocí validovaných matematických modelů s provozními daty tvoří základní diagnostický nástroj pro optimalizaci těchto systémů. Příkladem využití může být srovnání výsledků naměřených průběhů  $I$ - $V$  křivek pro různé teploty a intenzity slunečního záření a možnost predikce výroby elektrické energie z OZE.

V průběhu zpracování dizertační práce bylo vyhodnoceno více než 20 FV instalací různého rozsahu instalovaného výkonu. Na základě zpracovaných výsledků těchto měření lze konstatovat, že příčiny poklesu výroby v problematických instalacích byly nejčastěji způsobeny nevhodným návrhem instalace (dimenzování vodičů, rozložení panelů s ohledem na zastínění), kvalitou provedení (uvolněné konektory, špatně uchycené panely) i nedostatečnou a chybnou údržbou (vadná pojistka, rozbité krycí sklo, neudržovaná vegetace). Pokles výkonu FV panelů vlivem degradace typu PID se v podmínkách ČR ukázal jako neodůvodněný vzhledem ke specifickým příčinám vzniku. V průběhu provozních měření se tento typ degradace na testovaných FV systémech neprojevil a instalaci dodatečných zařízení sloužících pro optimalizaci výroby s tímto typem defektu lze v podmínkách ČR považovat za neopodstatněnou investici. Podrobněji je tato problematika rozepsána v kapitole 4 a publikacích A.9, A.10, A.11 a A.12.

Na základě výše uvedených informací a publikací, na kterých se autor podílel nebo sám publikoval, lze považovat cíle dizertační práce za splněné. V rámci dalšího výzkumu se lze zaměřit na zpřesnění sestavených matematických modelů. Konkrétní oblastí, která je aktuálně předmětem vývoje jsou inventory umožňující programovatelné řízení výstupního výkonu a jejich spolupráce s obnovitelnými zdroji energie.

Přínosy dizertační práce pro vědní obor:

- Sestavené matematické modely s definovanými vstupními veličinami.
- Zpracovaná analýza nejčastějších příčin poklesu výkonnosti FV systémů v ČR.
- Návrh a realizace hybridního systému a akumulací s definicí problémových oblastí s hlediska řízení a provozu.
- Návrh a realizace testovací sestavy pro měření provozních vlastností regulátorů toku výkonu a FV střídačů.

Přínosy dizertační práce pro praxi:

- Ověřená metodika analýzy a vyhodnocení provozu FV systémů.
- Analýza výsledků provozních měření regulátorů toku výkonu a jejich negativních vlivů na distribuční soustavu.
- Koncepční uspořádání hybridního systému s akumulací pro aplikace v soukromé (rodinný dům) i komerční (rychlonabíjecí stanice pro elektromobily) oblasti.

Možnosti dalšího využití výsledků a navazující vývoj:

- Využití sestaveného modelu hybridního systému pro ověření správného návrhu a dimenze jednotlivých komponent při odlišných vstupních podmínkách.
- Zpřesnění stávajících řídicích procesů v oblasti FV střídačů s možností zadání výstupního výkonu.
- Zpřesnění metodiky pro vyhodnocení defektů FV panelů na základě měřených  $I$ - $V$  charakteristik.
- Využití dalších typů akumulace a jejich korektní začlenění do hybridních systémů, včetně úpravy vnitřních řídicích algoritmů energetického managementu.



## LITERATURA

- [1] Batunlu, C.; Alrweq, M.; Albarbar, A.: Effects of Power Tracking Algorithms on Lifetime of Power Electronic Devices Used in Solar Systems. *Energies*, vol. 9, issue 11, 2016, ISSN 1996-1073, doi:10.3390/en9110884.  
URL: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/9/11/884>>
- [2] de Brito, M. A. G.; Sampaio, L. P.; Luigi, G.; aj.: Comparative analysis of MPPT techniques for PV applications. In *2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, June 2011, pp. 99–104, doi:10.1109/ICCEP.2011.6036361.
- [3] Cubas, J.; Pindado, S.; de Manuel, C.: Explicit Expressions for Solar Panel Equivalent Circuit Parameters Based on Analytical Formulation and the Lambert W-Function. *Energies*, vol. 7, issue 7, 2014: pp. 4098–4115, ISSN 1996-1073, doi:10.3390/en7074098.  
URL: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/7/7/4098>>
- [4] Drápela, J.: Spořiče energie. Faktické a domnělé úspory. In *Trendy elektroenergetiky v evropském kontextu X*, Špindlerův Mlýn, 15. -16. dubna 2015.
- [5] ERÚ: Vyhláška ERÚ č. 16/2016 o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.
- [6] Khare, V.; Nema, S.; Baredar, P.: Solar–wind hybrid renewable energy system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, 2016: pp. 23 – 33, ISSN 1364-0321, doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.223>.  
URL: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016068>>
- [7] Lahvička, J.: *Návrh monitorovacího systému FVE*. Bakalářská práce. Vedoucí práce: Ing. Jan Morávek, Vysoké učení technické v Brně, 2016.
- [8] Mastny, P.; Moravek, J.; Drapela, J.: Practical Experience of Operational Diagnostics and Defectoscopy on Photovoltaic Installations in the Czech Republic. *Energies*, vol. 8, issue 10, 2015: pp. 11234–11253, ISSN 1996-1073, doi:10.3390/en81011234.  
URL: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/8/10/11234>>
- [9] Mastny, P.; Moravek, J.; Vojtek, M.; aj.: Hybrid Photovoltaic Systems with Accumulation—Support for Electric Vehicle Charging. *Energies*, vol. 10, issue 7, 2017: str. 834, ISSN 1996-1073, doi:10.3390/en10070834.  
URL: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/10/7/834>>
- [10] Mazoch, J.: *Měření slunečního záření*. Bakalářská práce. Vedoucí práce: doc. Ing. Petr Beneš, Ph.D., Vysoké učení technické v Brně, 2017.

- [11] Moravek, J.; Drapela, J.; Wasserbauer, V.; aj.: Power quality issues related to power flow control in systems with renewable energy micro sources. In *2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, May 2016, pp. 1–6, doi:10.1109/EPE.2016.7521784.
- [12] Morávek, J.: *Návrh elektrického ovládní malé vodní elektrárny*. Diplomová práce. Vedoucí práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D, Vysoké učení technické v Brně, 2012.
- [13] Morávek, J.; Mastný, P.: Hybrid Renewable Energy System - Configuration and Control. In *Recent Researches in Electric Power and Energy System*, vol. 22, Chania, Crete Island, Greece: WSEAS Press, 2013, ISBN 978-960-474-328-5, pp. 87–92.  
URL: <<http://www.wseas.us/e-library/conferences/2013/Chania/POW/POW-12.pdf>>
- [14] Nová zelená úsporám (2014-2020): Program Ministerstva životního prostředí.  
URL: <<http://www.novazelenausporam.cz/>>
- [15] Orioli, A.; Gangi, A. D.: A procedure to calculate the five-parameter model of crystalline silicon photovoltaic modules on the basis of the tabular performance data. *Applied Energy*, vol. 102, 2013: pp. 1160 – 1177, ISSN 0306-2619, doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.06.036>, special Issue on Advances in sustainable biofuel production and use - {XIX} International Symposium on Alcohol Fuels - {ISAF}.  
URL: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912004813>>
- [16] Parlament České republiky: Zákon č. 89/2012 Sb. občanský zákoník. 03 2012.
- [17] Piegari, L.; Rizzo, R.; Spina, I.; aj.: Optimized Adaptive Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Control for Photovoltaic Generation. *Energies*, vol. 8, issue 5, 2015: pp. 3418–3436, ISSN 1996-1073, doi:10.3390/en8053418.  
URL: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/8/5/3418>>
- [18] ČSN EN 50160 ed.3:2010: Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí. 2011.
- [19] Solarcontrols.cz: Regulátory WATTRouter®. 2013.  
URL: <<http://www.solarcontrols.cz/cz/wattrouter.html>>
- [20] Studer Innotec SA: Xtender user manual. 2017.
- [21] Števíček, T.: *Model větrné elektrárny pro výzkumné a laboratorní využití*. Diplomová práce. Vedoucí práce: doc. Ing. Petr Mastný, Ph.D., Vysoké učení technické v Brně, 2015.

- [22] Vrána, M.; Morávek, J.; Mastný, P.: Photovoltaic power plant inspection and diagnostic. *Informatyka, Automatyka, Pomiar w Gospodarce i Ochronie Środowiska*, vol. 5, issue 3, 2015: pp. 55–58.
- [23] Wu, Y.-E.; Shen, C.-L.; Liu, C.-Y.: Implementation of solar illumination system with three-stage charging and dimming control function. In *2011 International Conference on Electric Information and Control Engineering*, April 2011, pp. 2260–2263, doi:10.1109/ICEICE.2011.5776825.
- [24] Yorix s.r.o.: Regulace spotřeby přebytků z FVE. 2009.  
URL: <<http://yorix.cz/>>
- [25] Zákon 458/2000 Sb.: Energetický zákon, v aktuálním znění (z. č. 131/2015 Sb.), s platností od 1.1.2016.





## SEZNAM PŘÍLOH

<b>A Publikované články</b>	<b>81</b>
A.1 Automation of Small Energy Sources . . . . .	83
A.2 Hybrid Renewable Energy System - Configuration and Control . . . . .	91
A.3 Experimental Hybrid Energy System . . . . .	99
A.4 Experimental Hybrid Energy System - Actual Progress . . . . .	105
A.5 Hybrid Energy System - Optimization and New Concept . . . . .	111
A.6 Model of PMSG Wind Turbine in Hybrid Energy System . . . . .	117
A.7 Modeling the Energy Systems in Matlab Simulink - Problematics of Energy System Control . . . . .	123
A.8 Mathematical Modeling of Basic Parts of Heating Systems with Alterna- tive Power Sources . . . . .	131
A.9 Current Status of the Potential Induced Degradation in Czech Republic .	139
A.10 Practical Experience of Operational Diagnostics and Defectoscopy on Photovoltaic Installations in the Czech Republic . . . . .	147
A.11 Photovoltaic Power Plant Inspection And Diagnostic . . . . .	169
A.12 Praktické poznatky z provozní diagnostiky FVE v ČR - diagnostika PID .	175
A.13 Power Quality Issues Related to Power Flow Control in Systems with Renewable Energy Micro Sources . . . . .	187
A.14 Concept of Fast Charging Stations with Integrated Accumulators - As- sessment of the Impact for Operation . . . . .	195
A.15 Integrace nabíjecích stanic s podporou akumulace - provozní charakteris- ticky . . . . .	203
A.16 Hybrid PV System with Accumulation – Support for Electric Vehicles Charging . . . . .	215
<b>Literatura použitá v člancích</b>	<b>241</b>
<b>Curriculum vitae</b>	<b>251</b>



## A PUBLIKOVANÉ ČLÁNKY

### Úvodní slovo autora dizertační práce k publikační části

Výroba elektrické energie je široký vědní obor, který je velmi nesnadné shrnout do jednoho tématu vědecké práce. Zaměření této dizertační práce na využití a optimalizaci hybridních energetických systémů postavených na obnovitelných zdrojích energie se z počátku mé práce jevilo jako téma s jasnými obrysy. Postupem času stráveným vědeckou prací v této oblasti se ukázalo, že toto téma je velmi široké s velkým přesahem do jiných vědních oborů mimo samotnou výrobu elektrické energie, jako jsou kvalita elektrické energie, technologie materiálů, automatizace řídicích procesů, matematické modelování a mnoho dalších. Toto poznání vedlo v průběhu pěti let k postupnému výzkumu přes uvedené oblasti, s cílem co nejlépe splnit vytyčené cíle dizertační práce. V této souvislosti bylo v průběhu uvedeného časového období řešeno několik zdánlivě nesouvisejících vědeckých a technických zadání, které po jejich propojení, dle mého názoru, dávají ucelený pohled na problematiku provozování a řízení hybridních energetických systémů.

Jak již bylo uvedeno, záběr výzkumu byl velmi široký, což přivedlo školitele k myšlence koncipovat dizertační práci jako soubor vědeckých publikací, které vznikly v přímé souvislosti s řešením této problematiky. Následující část dizertační práce je tedy soupisem publikovaných vědeckých článků souvisejících s řešenou problematikou vzniklých v průběhu mého doktorského studia. Jednotlivé publikace doplňují, popřípadě objasňují, informace a závěry uvedené v textové části práce. Pro maximální pochopení a objasnění souvislostí jednotlivých publikovaných závěrů, byla každá publikace doplněna o autorský komentář, který poukazuje na význam publikace pro řešení dizertační práce a také na souvislosti mezi jednotlivými publikacemi a způsoby využití dosažených výsledků pro další výzkum a vývoj v této oblasti. Některé z uvedených publikací poskytují i podklady pro technické řešení některých specifických technických požadavků na uspořádání a řízení hybridních energetických systémů.

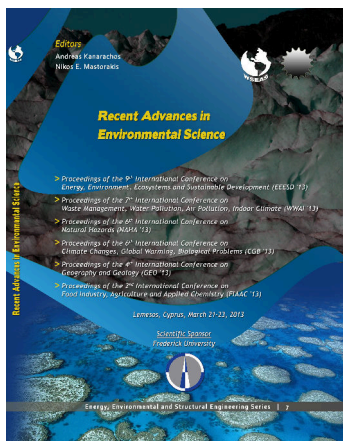
Mým osobním přáním je, aby se výsledky a informace obsažené v uvedených publikacích staly alespoň základním podkladem pro nastupující mladé vědecké pracovníky v jejich vědecké práci a byly, jako již některé, využity v praktických instalacích energetických systémů.

V Brně dne 29.8.2017

Jan Morávek



## A.1 Automation of Small Energy Sources



**Bibliografická citace:** MORÁVEK, J.; MASTNÝ, P. Automation of Small Energy Sources. In Recent Advances in Environmental Science. Energy, Environmental and Structural Engineering Series. Lemesos, Cyprus: WSEAS Press, 2013. s. 59-64. ISBN: 978-1-61804-167-8.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
MetRVVI A104

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek, který byl prezentován v rámci mezinárodní konference WSEAS – 9th International Conference on Energy, Environment, Ecosystems and Sustainable Development (EE-ESD '13), vychází z autorovy diplomové práce a představuje základní požadavky na řídicí systém. V článku byly uvedeny příklady využití založené na bázi programovatelného PLC (řídicí systém pro malou vodní elektrárnu) a platformě National Instruments Compact Rio (řídicí systém pro hybridní fotovoltaický systém s akumulací). V obou případech se jedná o samostatné řídicí jednotky, které disponují dostatečným počtem vstupně/výstupních rozhraní, potřebných pro ovládání a řízení dílčích subsystemů v energetických systémech s různými zdroji energie. V rámci řešení dizertační práce byly uvedeny dvě možné platformy, vhodné pro realizaci a programování řídicích algoritmů.

## Automation of Small Energy Sources

JAN MORAVEK

Brno University of Technology  
Department of Electrical Power Engineering  
Technická 3058/10, 616 00 Brno  
CZECH REPUBLIC  
jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz

PETR MASTNY

Brno University of Technology  
Department of Electrical Power Engineering  
Technická 3058/10, 616 00 Brno  
CZECH REPUBLIC  
mastny@feec.vutbr.cz

*Abstract:* This article deals with problematic of automatic control of small energy sources such as wind turbines, hydro power plants and photovoltaic energy systems. Basic theory of controlling and system demands are described. As a example, control system based on a programmable logic controller is given. Advantages and disadvantages of this type of solution are furthermore discussed.

*Key-Words:* Automation, Automatic Control, Control System, Small Energy Sources, Programmable Logic Controller

### 1 Introduction

Over the past few years there have appeared a very dynamically growing number of installations of photovoltaic systems in the Czech Republic (CR). At the end of 2010 investors' requests to connect new renewable power sources in the CR, especially photovoltaic systems, exceeded the existing technical possibilities of electrical networks. This trend was mainly due to political and economic support for their construction and operation. With regard to legislative changes in the support of Renewable Energy Sources (RES), valid from January 2011, the number of installations of photovoltaic systems has decreased. Therefore the issue of effective operating characteristics of already installed photovoltaic systems gained in importance.[3]

On the other hand, the issue of automated control of small sources of electrical energy is currently one of the main requirements for reconstruction of existing energy sources and the construction of the new ones. As the prices of the programmable logic controllers decreased, more solutions became affordable. These controllers also provide greater comfort in use, and for its equipment and programming possibilities are more appropriate for machine control systems than the relay systems.

In essence, it is used a combination of programmable logic solutions with additional display, or solutions that combine both operator panel and PLC itself. Based on the specified re-

quirements for control system, the number of inputs and outputs machine (which can be both analog and digital) can be determined. Additionally, it can be decided whether it will be necessary to use the communication system using interfaces such as RS232, RS485, GSM, Ethernet, etc. Most of the available systems are modular and can be adapted to the actual configuration requirements.

### 2 Requirements for the control system

The main and also the conflicting requirements for the control system include the requirement for unattended operation with high comfort and low demands on the expertise of the operator and the demand for low cost. While from a technical point of view is especially important mechanical solution of the device. This is the determining factor in whether automation will be designed as active or passive. It defines the control voltage, range of the measured variables and faults detection.

Active solution needs to perform any action command. Automation must eg. for turning on switches send the command "ON", for its shutdown command "OFF". In case of the loss of control voltage the generator switch remains in the same state they was before the power failure. This solution is used for large power plants with a permanent service that has the ability to control devices manually.

Passive solution keeps the device running for the duration of the command. If a switch is turned on, it must be permanently energized its closing coil. Power failure or signal loose will cause the shutdown of the controlled element and whole system will be bring into the standby mode. This solution is used for small energy systems.[1]

Especially with the dynamic development of photovoltaic systems installations raised several important operational issues that need to be paid attention to:

- the possibility of effective managing the production and consumption of photovoltaic systems,
- elimination of discontinuity between production and consumption by using energy accumulation,
- optimization of the operating characteristics of photovoltaic systems,
- the possibility of detecting defects on the photovoltaic panels,
- definitions of terms for use of different types of panels under different operating conditions,
- operational performance of photovoltaic systems.

All these requirements define the functions of the control system.

## 2.1 Functions of the control system

Automatic control system usually provides several functions:

- sequential machine control,
- regulation of the machine,
- security features,
- control of auxiliary drives,
- operational measurements,
- operating and fault indication.

Into the machine control circuits are fundamentally not included purely security features, such as electrical protection. An exception are systems which are designed as safety and is ensured the superiority of these security features.

### 2.1.1 Sequential control of the machine

Sequential logic is part of the automatic control equipment and ensures at machine's startup, shutdown and the system's behavior in case of malfunctions. It is a sequence of operations controlling elements such as contactors of auxiliary drives, hydraulic systems and other switches. Within this logic, it is also checked for completion of the various commands and subsequent evaluation of continuing the sequence. Individual procedure is ended by completion last command in the list and running or stopping the device.

### 2.1.2 Regulation of the machine

Control of automatic regulation provides for example turbine regulation, generator excitation, switching power factor correction. This requires current data readings obtained using operational measurements. Based on these data, it is then implemented regulation.

### 2.1.3 Security features

Security automation part evaluates the desired variable and when the set limits are exceeded, it will react accordingly. Usually it monitors the power of generators or pressure, temperature and levels of fluids. Security features usually work in several stages. as a first step is usually set only a signalization. Only when reaching the critical value, it ensures safety automatic shutdown, sends a command to shut sequential automatics and ensure fault signaling.

### 2.1.4 Control of auxiliary drives

This section provides control of the auxiliary drives, like those that are not included in the sequential automatic and are in operation independently of the running gear. An example might be, drives for pumping oil or water control running pumps, cleaners, etc.

### 2.1.5 Operating measurement

Provides scanning of selected variables of the machine. This is the measurement of non-electrical quantities such as pressure, temperature, level, speed, operating time. The electrical parameters then measure voltage, current, frequency, produced electricity, etc.

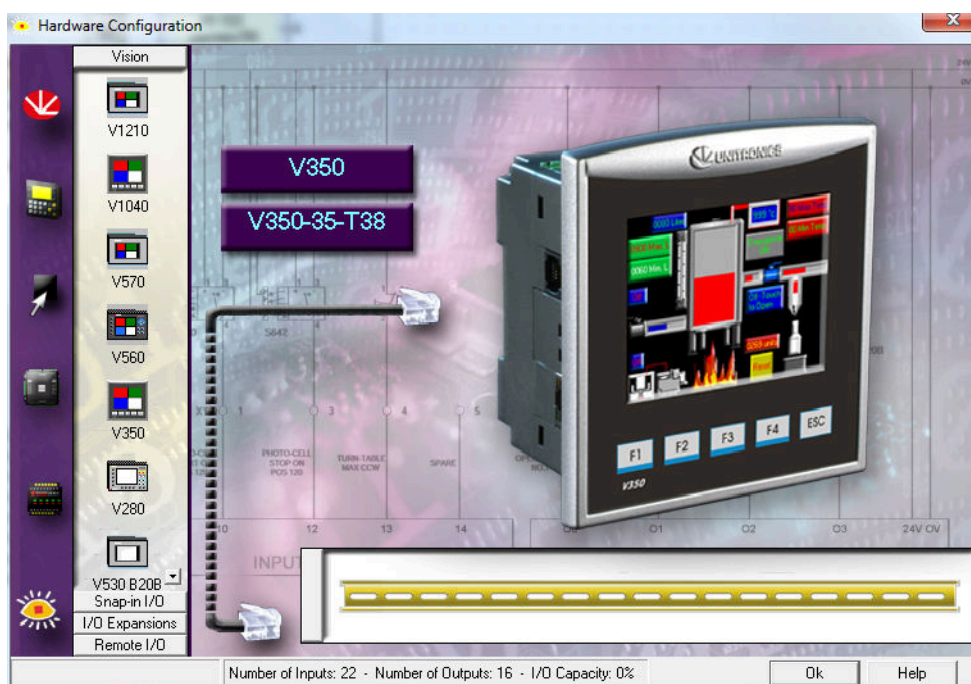


Fig. 1: Hardware configuration of Vision V350 in program software

### 2.1.6 Operating and fault indication

The purpose of the operating indication is briefly inform about the current state of the device. Fault signal is more detailed. It informs about the reason for failure, and communicates instructions for further action. The basic requirement for the archiving of data on fault conditions is required to determine the time and number of occurrences. It is also important to prevent the loss of fault in the absence of arbitrary error signal. Fault reporting is done on the display machine, or even an acoustic signal or a remote alarm via SMS or email.

## 3 Examples of application

Based on the research described in the literature [2], the possibilities of using industrial programmable logic controller (PLC) and its suitability for application in controlling of small hydro power plant have been studied. As a result, a PLC Unitronics Vision V350 based control system has been created.

Another application of using PLC is intended in a hybrid system which combines photovoltaic

panel and wind turbines with accumulation of the energy into batteries. Both system are further described.

### 3.1 Description of the selected PLC used in small hydro power plant

This small PLC combines the logic controller and human-machine interface (HMI) which is ensured by a touch sensible color display. This PLC offers enough inputs and output, including analog inputs used for measuring continuous variables such as water levels.

It can be equipped with GSM modem for remote control or connected via RJ45 to ethernet. It can cooperate with multiple devices such as motion controllers, another PLCs and power analyzers with using MODBUS protocol. The real appearance of this PLC is shown on Fig. 1. This figure also shows the hardware configuration menu in the programming software.

### 3.2 Description of the small hydro power plant

The system is controlling the small hydro power equipped with Francis water turbine and 45kW



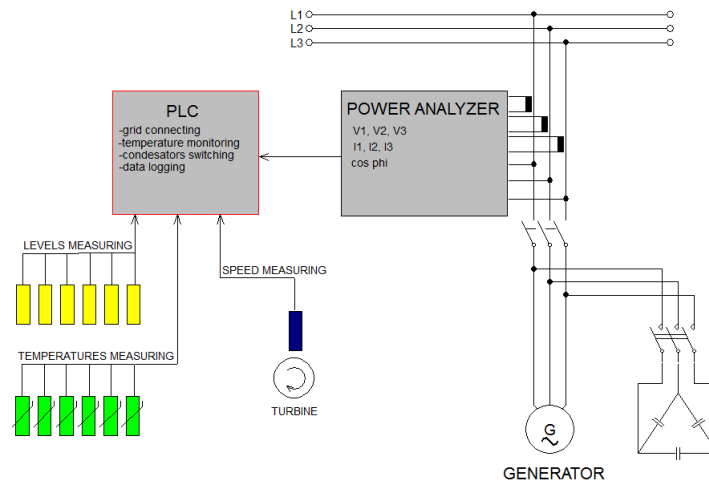


Fig. 2: Design of the control system for small hydro power plant

asynchronous generator. Output from this generator is connected to the distribution grid. Because of the use of asynchronous generator for easier connecting to the network, compensation of the reactive power is necessary. Compensation is maintained by switching capacitor batteries according to the actual real power in three power steps.

For the purposes of starting the machine, induction sensors are used to measure the rotation speed of the turbine. Then the PLC counts the actual speed of generator according to the transmission, which is ensured by a band. The generator is supposed to be connected to the grid in the moment, when actual speed differs only in 5% of the nominal value. This requirement needs the PLC with fast response, which is accomplished by the Vision V350.

Because of the requirements for failure-free operation, temperatures of the bearings, oil levels and other data such as service time are needed to be measured. This is maintained by thermistors and pressure sensors. PLC allows to set the limits for warning and for shutting down the facility.

For proper function of the regulation the generator and for logging data, the system needs to be equipped by power analyzer, which provides the PLC datum from electrical measurement, such as actual voltages, currents, frequency, real and reactive power, etc.

Fig. 2 shows the intended design of the system and link between all the sensors.

### 3.3 Description of the hybrid system

Hybrid system shown on Fig. 3 will consist of photovoltaic panel, different types of wind turbines, accumulation devices and measuring system.

For comparison, two measuring and controlling system will be designed. One based on National Instruments and LabView data acquisition. And the another based on Unitronics PLC. Description of the hybrid system and National Instruments measuring system:

- solar panel SOLARWATT P210-60 GET AK,
- weather transmitter WXT520,
- radiometer CMP21,
- inverter DC/DC, 'BUCK type',
- four batteries Var-Tec BL 12-40,
- inverter Izzi Power,
- flat screen Fujitsu Computer Siemens SCALEOVIEW D19-1,
- computer for gathering all the dates with the LabView software

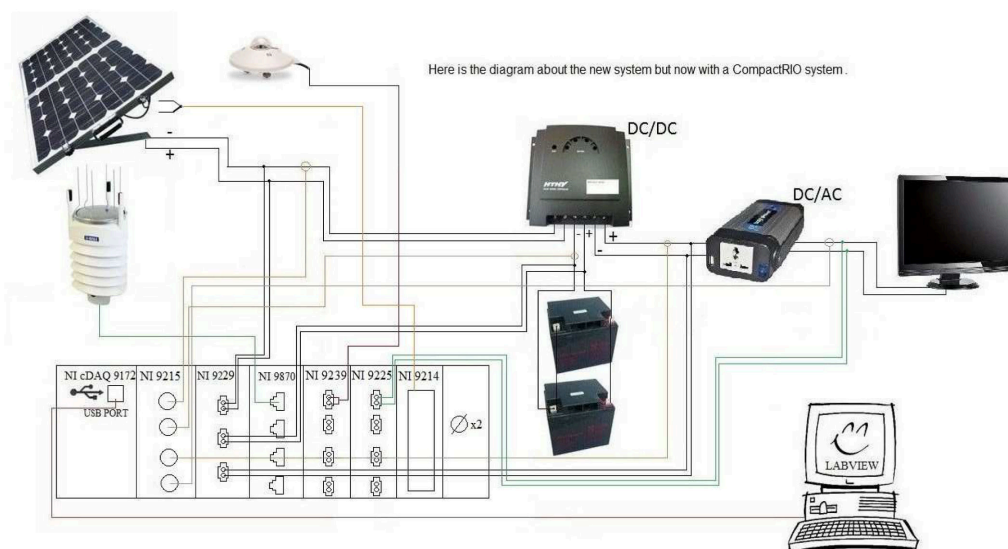


Fig. 3: Design of the hybrid system

- CompactRIO system composed by following elements:

- NI 9229 which take the voltage from the system
- NI 9870 which take information from the weather transmitter with an ethernet port
- NI 9215 (BNC type) which take the current from each devices
- NI 9215 for the voltage of the AC/DC output (because it's up to 300V)
- NI 9239 for the radiometer
- NI 9214 for the thermocouple
- NI cDAQ 9172 is an eight-slot NI CompactDAQ chassis that can hold eight C Series Input/Output modules. This USB 2.0-compliant chassis operates on 11 to 30 VDC and includes an AC/DC power converter and a 1.8m USB cable

## 4 Conclusion

Article proposes the intention to use industrial PLC for controlling small hydro power plant described higher. This solution provides higher comfort, than human controlled solution. Due

to simple programming, it is easy to create even complicated control sequences.

Its advantages are cheap price, free programming software, modularity, fast response and combination of HMI and PLC in one unit. Uniflex provides its products with extensive support and high amount of application for remote programming, so the new firmware can be downloaded to the controller via GPRS connection.

Between the main disadvantages belongs the need of additional electrical protections, such as frequency, voltages and currents protections to ensure the safety of the system.

In the literature [2], has been the described design tested and therefore it can be recommended for similar applications.

One of the benefits of this research is the increase of operational efficiency of energy systems. This fact has direct influence on the consumption of prime energy. It is true that present worldwide interest in broader utilization of renewable power sources greatly encourages its development but it is essential to understand that such power sources cannot be applied in all localities. Renewable power sources have its specific character and it is necessary to pay attention to it regarding practical installations and their operational control. It is proper to ask a question whether

the renewable power sources could solve the energy demands of mankind and whether there are proper conditions for its usage all over the world. Surely not but renewable power sources have its steady position in the energy conceptions of EU member states and other countries.

#### *Acknowledgments*

The research was performed in Center for Research and Utilization of Renewable Energy Sources (CRURES). Authors gratefully acknowledge financial support from European Regional Development Fund under project No. CZ.1.05/2.1.00/01.0014.

#### *References:*

- [1] Gabriel P., Cihak F., Kalandra P., Male vodni elektrarny, Praha: Vydavatelství CVUT, 1998, ISBN 80-01-01812-1.
- [2] Moravek J, Navrh elektrického ovládání male vodni elektrarny, VUT v Brne, 2012, Diploma thesis.
- [3] Mastny, P.; Radil, L.; Mastna, Z. Possibilities of PV Panels Defects Identification and Determination of its Effect on the Economy of Photovoltaic Power Plants Operation. In *Mathematical Models and Methods in Modern Science*. Puerto De La Cruz, Spain, WSEAS Press. 2011. p. 233 - 238. ISBN 978-1-61804-055-8.
- [4] Mastny, P., Machacek, J., System for Measuring and Collecting Data - Result of Measuring on Combined System -, 10th WSEAS International Conference on Mathematical Methods and Computational Techniques in electrical Engineering, Bulgaria 2008, pp. 192 – 197.
- [5] Moazzem, I., Rahman, M., Microcontroller based closed-loop automatic speed control of DC motor using PWM, In *Recent Advances in Circuits, Systems, Signal and Telecommunications*, 5th WSEAS International Conference CISST 2011, ISBN: 978-960-474-271-4.
- [6] Popescu, M., Grigoriu, M., Dinu, D. Wind Turbine Testing Control System, *Proceedings of the International Conference on Energy and Environment Technologies and Equipment*, 2010, ISBN: 978-960-474-181-6.



## A.2 Hybrid Renewable Energy System - Configuration and Control



**Bibliografická citace:** MORÁVEK, J.; MASTNÝ, P. Hybrid Renewable Energy System - Configuration and Control. In Recent Researches in Electric Power and Energy Systems. Electrical Engineering Series. Chania, Crete Island, Greece: WSEAS Press, 2013. s. 87-92. ISBN: 978-960-474-328-5.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
MetRVVI A104

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl publikován na mezinárodní konferenci WSEAS – 13th International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines (POWER '13). Záměrem článku bylo na popis řešení hybridního systému s akumulací a možnosti využití programovatelného ovládání jednotlivých akčních prvků v systému (např. spínání zátěží, odstavení větrné turbíny atp.) a měření potřebných dat pro vyhodnocení provozních parametrů

Popsaný systém byl následně realizován na Ústavu elektroenergetiky v rámci Centra Výzkumu a Využití Obnovitelných Zdrojů Energie (CVVOZE), přičemž hlavní autor článku se významně podílel na jeho realizaci a zprovoznění.

# Hybrid Renewable Energy System – Configuration and Control

JAN MORAVEK

Brno University of Technology  
Department of Electrical Power Engineering  
Technická 3082/12, 616 00 Brno  
CZECH REPUBLIC  
jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz

PETR MASTNY

Brno University of Technology  
Department of Electrical Power Engineering  
Technická 3082/12, 616 00 Brno  
CZECH REPUBLIC  
mastny@feec.vutbr.cz

*Abstract:* This paper presents a design of a hybrid energy system with renewable resources. Hybrid system can better cover the energy demands of small energy objects in comparison with the classic photovoltaic (PV) or wind energy system. Combination of different sources in cooperation with energy accumulation requires sophisticated control system. The paper describes the intended design of the hybrid system from the point of view of control and system elements. Possible benefits of the designed system are further discussed.

*Key-Words:* Hybrid, System, Renewable, Off-Grid, Design, Control System.

## 1 Introduction

With massive development of PV power plants in Czech Republic (CR) and legislative changes large systems became no longer interesting for investments. This is partially caused by the low purchase price of the produced electricity. This results into focusing the following research on the smaller energy sources and their application.

On the other hand small PV system on the family house can't fully cover energy demands due to the dynamic changes of the sunlight. This causes the discontinuity between the production and consumption which can be solved by accumulation of energy.

Another renewable source of energy which can be used with these systems is a wind turbine. With combination of the solar and wind energy standalone off-grid hybrid energy system can be made.

This solution also solves the problematic of the missing power output from the PV panels during the night and cloudy days. The missing energy is obtained from the wind turbines.

The result from mutual connection of these two energy sources is the improvement of the total efficiency of the energy system.

The research described further is aimed to de-

fine the individual parameters of such hybrid system.

## 2 Description of the system

The 3.6kWp hybrid system is designed as an experimental system for measuring the operational performance of photovoltaic panels and wind turbines and its behavior during dynamic loads. It is intended to be situated on the roof seen on the Fig. 2 of the Department of Electrical Power Engineering at FEEC BUT.

The department's location is  $49^{\circ}13'38.413''\text{N}$ ,  $16^{\circ}34'26.217''\text{E}$ . That gives the annual solar irradiance between  $1085 - 1111\text{kWh}/\text{m}^2$ . And the average wind speed is between  $3 - 3.5\text{m}/\text{s}$  measured at  $10\text{m}$  above the surface.

The system will combine PV panels and two different wind turbines with following details. Construction of the system will be divided into two stages. The first one will consist from installing PV panels and three-blade wind turbine on the desired location.

Assembled energy system will be used primarily for research in the field of design, operation and management of hybrid power systems. As already mentioned, an important part of the whole system is the accumulation system.

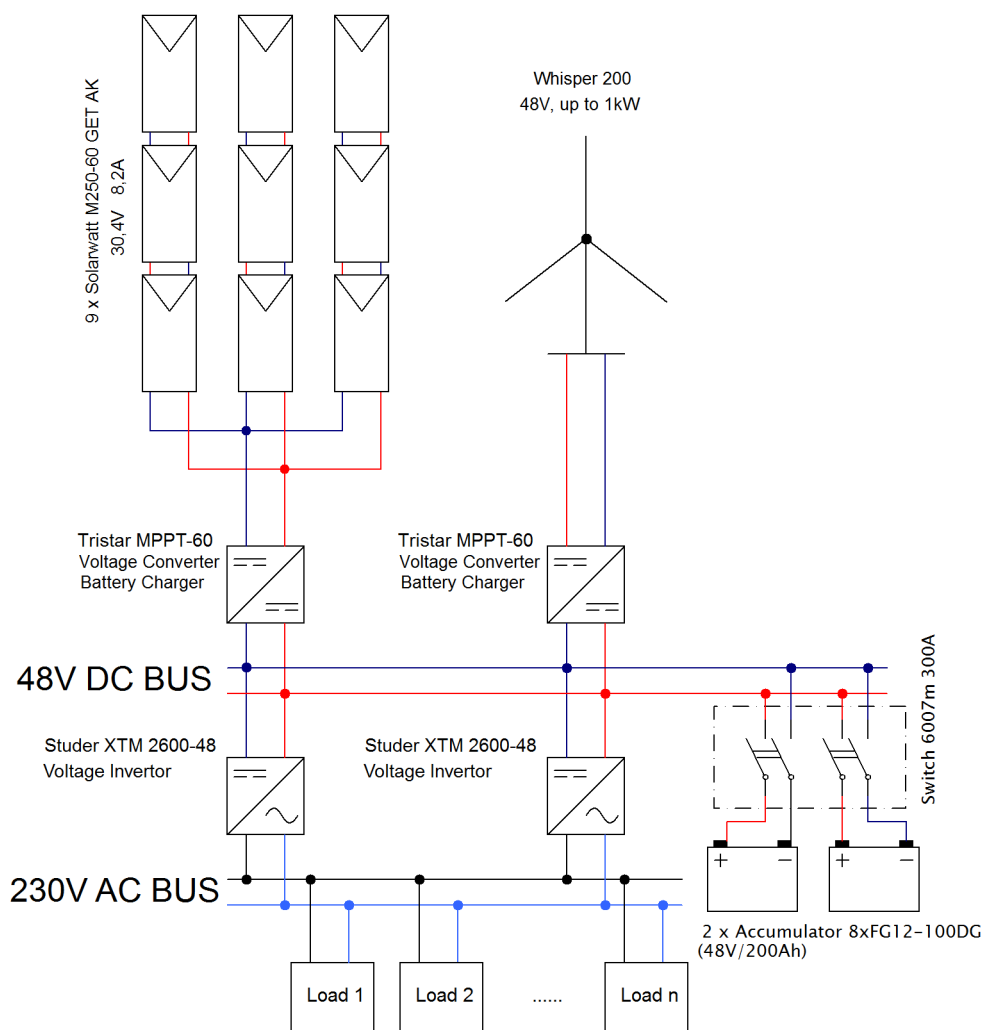


Fig. 1: Hybrid system design at stage 1

In connection with the requirements for the operation of these resources and in line with legislative and operational conditions was initiated a research which goal is to specify and typify accumulation system for individual energy systems with a view to maximizing energy profits and economic efficiency. It is assumed the use of various types of batteries, which will be tested in real operating conditions to verify its parameters and its suitability.

Described energy system has designed a modular load that corresponds to the operating characteristics of the house constructed in the low-energy standard.

After successful configuration of this first stage, additional wind turbine will be connected to the system in the second stage. Subsequently, new types of batteries that have the potential to be used in conjunction with systems with renewable energy sources will be tested.

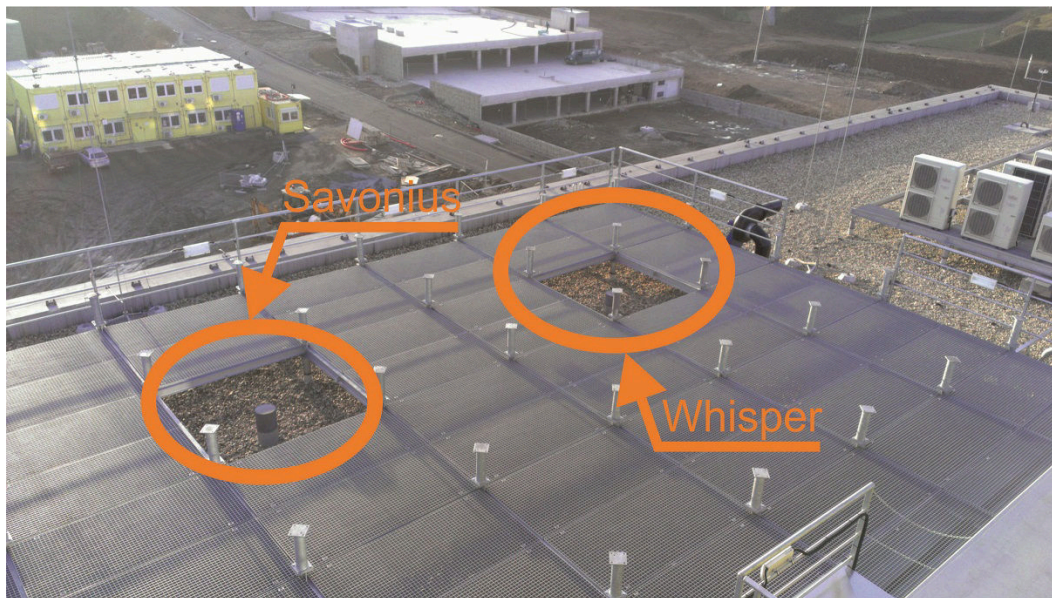


Fig. 2: Location of the system

System is designed to use 48 V bus from all the sources. Exceed energy will be accumulated into two battery banks 48 V/200 Ah each. Two power invertors will be connected to the 48 V bus and will maintain converting DC voltage to AC voltage with grid parameters (230 V, sine-wave, 50 Hz).

For purposes of simulating different load and dynamic system changes an AC bus will be created in the solar laboratory, which is situated directly under the roof. Using control system based on PLC (Programmable Logic Controller), different load schemes with various parameters can be created. The aim of creating different types of loads is to simulate the operating conditions and test the system's functionality.

## 2.1 Description of the system elements

Design of the hybrid system is shown on the Fig. 1. Further are described the basic components of the hybrid system.

### 2.1.1 Photovoltaic panels

System will be equipped with nine monocrystal PV panels (Solarwatt M250-60 GET AK), each with peak power 250 Wp and nominal voltage equal to 30,4 V and current 8,2 A.

These panels will be connected to three strings, each containing three panels in serial connection.

This PV grid will provide energy supply for the Tristar MPPT-60 which works as a voltage DC/DC converter and a battery charging regulator. It contains overload and short-circuit protection, high-voltage protection, thermal and transient current protection.

PV panels will be installed on the supporting structure which can be seen on Fig. 2. It is basically the net of galvanized piles, on which will be placed aluminium consoles. This structure will provide the opportunity to set the elevation angle of the PV panel to the different levels.

With this possibility, the elevation angle can be changed and its effect on the operational efficiency can be calculated.

### 2.1.2 Wind turbines

The potential of the wind energy is acquired by two different wind turbines. The first is three-blade wind turbine WHISPER 200 with nominal power 1 kW at wind speed equal to 11.6m/s and the minimal start-up speed is 3.1m/s.

The second is the combination of the Savonius and Darrieus types CXF-400 with nominal power output 400 W at wind speed equal to 12m/s and



the minimal start-up speed is  $1\text{ m/s}$ . It is shown on the Fig. 3. Power from the turbines will lead to the Tristar MPPT-60, which are connected to the 48V DC bus.



Fig. 3: Savonius CXF-400 wind turbine

### 2.1.3 Accumulation devices

The system will use two battery banks each consisting from eight batteries FG12-100DG in serial-parallel combination. This ensures the nominal battery bank parameters about 48 V and 200 Ah.

Batteries used in the banks are specially designed for use within solar systems and are suitable for cyclic charging and discharging. Between its benefits belongs improved life-length in applications with states of deep discharge and low self-discharging.

Battery banks will be equipped with 300 A switch which allows variable connecting options.

### 2.1.4 Power invertors

Converting DC voltage to AC (230 V, true sine-wave, 50Hz) will be maintained by two power invertors Studer XTM 2600-48 with nominal power output 2kW and peak power output 2,6 kW.

These invertors will work in master-slave mode. It means that the "slave" inverter will be automatically connected and disconnected depending on the actual power output.

## 2.2 Measurements and control system

Measuring and control system will be based on Unitronics PLC Vision V1040. The possibilities of using industrial PLC and its suitability for application in controlling of small power plant have been studied in literature [1]. Selected PLC is shown on Fig. 4

Between its benefits belongs, that it combines the logic controller and HMI (Human Machine Interface) which is ensured by a touch sensible color display. This PLC offers enough inputs and output, including analog inputs used for measuring continuous variables.

It can be equipped with GSM modem for remote control or connected via RJ45 to ethernet. It can cooperate with multiple devices such as motion controllers, another PLCs and power analyzers using MODBUS and ASCII protocol.

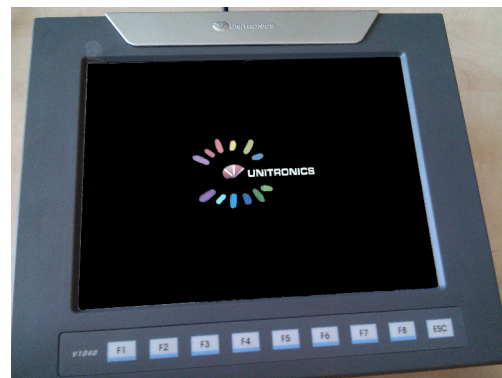


Fig. 4: Unitronics Vision V1040

The PLC is equipped with the Unitronics V200-18-E3XB snap-in module with following inputs and outputs:

- 18 x DI DC 24 V
- 4 x AI DC 0–10 V, 0–20 mA, 4–20 mA
- 2 x DO DC 24 V
- 15 x DO 30 V, AC 250 V/3 A
- 4 x AO DC 0–10 V, 4–20 mA

In order to measure desired values, the PLC will be equipped with additional modules for measuring the following:

- voltages from the system on:
  - individual strings,
  - outputs from the wind turbines,
  - the DC bus and battery Banks,
  - the AC bus (needs additional module capable of measure voltages up to 250 V).
- currents from the system in:
  - individual strings,
  - outputs from the wind turbines,
  - each battery bank,
  - each power inverter,
  - each load  
will be performed with current converters with 4–20 mA outputs.
- informations from the weather transmitter are acquired through the RS485 port on the PLC and the ASCII protocol,
- radiometer data acquisition,
- up to four temperatures monitoring due the PT100 thermocouples can be connected directly to the snap-in module,
- wind turbines speed monitoring with high-speed inputs

For the purposes of measuring the values described higher, the following modules have been chosen.

- expansion module EX-A2X – needed for connecting additional measuring modules,
- measuring modules IO-DI8ACH – each measures up to 8 x 250 V AC channels
- measuring modules IO-ATC8 – each module adds AI DC 0–10 V, 0–20 mA, 4–20 mA

For proper functions of production predicting, additional devices for weather monitoring are demanded. This will be maintained by weather transmitter WXT520 and radiometer CMP21.

This is necessary for detailed information about the working conditions.

Weather transmitter WXT520 measures barometric pressure, humidity, precipitation, temperature and speed and direction of the wind.

The CMP 21 is a high performance research grade pyranometer designed for measuring the irradiance ( $W/m^2$ ), which consists from the direct solar radiation and from the diffuse radiation.

These values will be stored to a database which will provide the complex background about the system location and weather conditions.

### 3 Conclusion

The described hybrid system presents a variable off-grid energy system with renewable sources suitable for family houses.

The research associated with this system is aimed to evaluate the suitability of various system elements with different parameters. The intention is to find a solution which is suitable for application in similar systems. This research will be realized in cooperation with Czech companies fgForte and SUNLUX.

As the main results from this research should be mentioned preparation of the project specification and defining the conditions for connecting the hybrid systems into the electric distribution network. Next step is the preparation of the philosophy of the accumulation system design according to the characteristics of production and load and testing new technologies suitable for application in hybrid systems.

Application of the hybrid systems results into higher energy self-sufficiency of the objects and reduces the actual usage of the distribution networks.

The hybrid system described higher is planned to start its run in the first stage until the end of the year 2013. Therefore, we can expect the first results from the measurements in the spring of 2014.

#### *Acknowledgments*

This paper contains the results of research works funded from project of specific research program of Brno University of Technology No. FEKT-S-11-19.

The research was performed in Center for Research and Utilization of Renewable En-

ergy Sources (CRURES). Authors gratefully acknowledge financial support from European Regional Development Fund under project No. CZ.1.05/2.1.00/01.0014.

*References:*

- [1] Moravek, J., Design of Electric Control Small Dispersed Sources on the Basis PLC, Brno University of Technology, Czech Republic 2012, Diploma thesis.
- [2] Mastny, P., Machacek, J., System for Measuring and Collecting Data - Result of Measuring on Combined System, 10th WSEAS International Conference on Mathematical Methods and Computational Techniques in electrical Engineering, Bulgaria 2008, pp. 192 — 197.
- [3] Razak, J., Sopian, K., Ali, M., Alghoul, M., Zaharim, A., Optimization of Renewable Energy Hybrid System, Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Power systems, Spain 2008, pp. 271–276, ISBN:978-960-474-006-2.
- [4] Lates, M., Alexandru, C., Autonomous hybrid renewable energy system, In Advances in Maritime and Naval Science and Engineering, 3rd WSEAS International Conference on Maritime and Naval Science and Engineering, Romania 2010, pp. 154–159, ISBN: 978-960-474-222-6.
- [5] Popescu, M., Grigoriu, M., Dinu, D. Wind Turbine Testing Control System, Proceedings of the International Conference on Energy and Environment Technologies and Equipment, 2010, ISBN: 978-960-474-181-6.
- [6] Batic, M., Philimis, P., Sakkas, N., Giusti, A., Paunovic, D., Vranes, S., Simulation of Hybrid Renewable Energy System, In Advances in Environment, Biotechnology and Biomedicine, Proceedings of the 1st WSEAS International Conference Energy and Environment Technologies an Equipment, Czech Republic 2012, pp. 15–20, ISBN: 978-1-61804-122-7.
- [7] Sopian, K., Fudholi, A., Ruslan, M., Sulaiman, M., Alghoul, M., Yahya, M., Amin, N., Haw, L., Zaharim, A., Optimization of a Stand-Alone Wind/PV Hybrid System To Provide Electricity for a Household in Malaysia, In Recent Advances in Energy & Environment, Proceedings of the 4th IASME / WSEAS International Conference on ENERGY & ENVIRONMENT, United Kingdom 2009, pp. 435–438, ISBN: 978-960-474-055-0.



## A.3 Experimental Hybrid Energy System



**Bibliografická citace:** MORÁVEK, J. Experimental Hybrid Energy System. In Proceedings of the 20th Conference Student EEICT 2014 - Papers written by doctoral students. 2014. Brno: Litera, 2014. s. 93-97. ISBN: 978-80-214-4922-0.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
Kategorie A304

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl publikován v rámci studentské konference EEICT 2014. Prezentuje základní konfiguraci hybridního energetického systému doplněnou o prvotní verzi systému pro sběr meteorologických údajů (na bázi PLC Unitronics) potřebných pro analýzu a vyhodnocení dané lokality. V době publikování článku byl hybridní systém postupně zapojován do výchozí konfigurace a z tohoto důvodu byly prezentovány pouze dílčí výsledky z provedeného měření na větrné turbíně Whisper.

V rámci realizace systému pro sběr meteorologických údajů využil autor znalostí s programováním PLC. Vytvořil systém, který zajišťuje centralizovaný sběr a ukládání dat z různých senzorů (analogových i digitálních) a vytvořil skripty v programu Matlab pro zpracování datových souborů s výsledky měření. Systém pro sběr meteorologických údajů poskytl nezbytný základ pro další výzkum spočívající ve tvorbě matematických modelů jednotlivých dílčích subsystémů.

## EXPERIMENTAL HYBRID ENERGY SYSTEM

**Jan Moravek**

Doctoral Degree Programme (2.), FEEC BUT

E-mail: jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz

Supervised by: Petr Mastny

E-mail: mastny@feec.vutbr.cz

**Abstract:** This paper describes experimental hybrid energy system and the research connected with integration of similar systems into a civil buildings. Possible benefits and reasons for implementation of these systems are further discussed. Paper includes the description of the designed experimental hybrid energy system, its location and control system. The results and the progress of the research are shown in the conclusion of this paper.

**Keywords:** hybrid, energy, system, HES, control system, design

### 1 INTRODUCTION

The intention to connect multiple energy sources into a cooperative system is the possible way of increasing the operational efficiency of individual systems. Solutions with accumulation devices are also possible to cover the energy demands in the distant areas without electricity or as a backup solution for improving the security of important facilities. Generally, the hybrid energy system is based on combination of individual energy sources that are able to adequately cooperate and their mutual connection leads to improvement of the desired parameters.[1][5]

With the development of the renewable energy sources and their availability, the problems with their negative affect on the distribution network have been detected in Czech Republic. The high financial support of the PV plants led to the decision, that no photovoltaic (PV) power plants with the nominal power higher than 30kW will be installed. Due to this administrative decision, the potential of the PV plants is in their installation on family houses and administrative civil buildings. Since 2014, isn't the electricity produced in PV power plants subsidized by the Czech Government.[2]

The main disadvantages of the renewable energy sources (wind turbines, PV panels) in Czech Republic is the insufficient and irregular power generation, which is caused by variable climate conditions. This excludes the possibility to use this individual renewable energy sources in a standalone off-grid systems applications. In order to create the properly working off-grid system, the energy accumulation is necessary. With combination of wind and solar power sources, the time necessary to recharge the accumulation systems is shortened. This leads to improvement of reliability and self-sufficiency. In order to create and verify the adequate rules for the designing such similar systems, the experimental hybrid energy system is created at the Department of Electrical Power Engineering with cooperation with the Center for Research and Utilization of Renewable Energy Sources at Faculty of Electrical Engineering and Communications of Brno University of Technology.

Parameters of the experimental hybrid energy systems and its properties follows further.

### 2 DESCRIPTION OF THE EXPERIMENTAL HYBRID ENERGY SYSTEM

The experimental hybrid energy system has been in detail described in [4]. With further research have been made additional improvements and minor changes.



**Figure 1:** Experimental hybrid energy system and the control room

The hybrid energy system is designed as a combination of three-blade, horizontal axis wind turbine (HAWT) with PV panels and deep cycle gel battery banks suitable for application in solar and wind systems.

The Whisper 200 HAWT converts the wind energy to the electrical via the three-phase permanent magnet synchronous generator (PMSG). The nominal power of the generator is equal to 1000W and the stator windings are connected to provide the 48V AC voltage in wye connection. The output from the generator is lead to the control room (Fig. 1) in solar laboratory where is the AC voltage rectified via the 3-phase, 6-pulse diode bridge rectifier. The rectified voltage inputs to the DC/DC converter with MPPT tracker, which serves as a control element for charging the accumulators and unifies the power outputs from individual sources.

As the second source of energy are used the 9 PV panels connected in the three parallel strings. Each panel has the nominal power 250Wp (other parameters in Tab. 1). Subsequently, the output from the PV panels is in the solar laboratory connected to the DC/DC converter similarly as the HAWT.

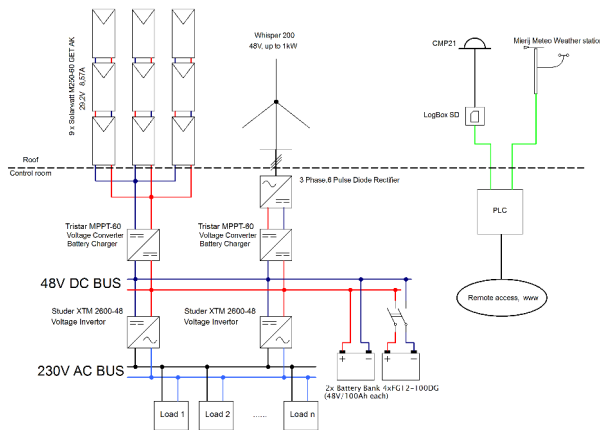
Accumulators used in the experimental system are the FG12-100DG 12V, 100Ah deep cycle gel batteries, specially designed for frequent cycle discharges. Four batteries are connected in serial to provide the voltage at 48V level. If required, the second battery bank can be connected to the system via the 300A switch and expand the capacity of the entire system to 200Ah.

Overall system connection is shown on the Fig. 2.

### 3 CONTROL AND DATA ACQUISITION SYSTEM

Between the main benefits of the designed systems belong the low demands on control system. Due to the use of specially designed inverters and voltage regulators with built-in safety features and automatic control sequences, the requirements of the control system will be reduced to the supervision. It is required to have the possibility to remotely shut-down the system during inadequate weather conditions. This is mainly because of the limited speed of wind turbine.

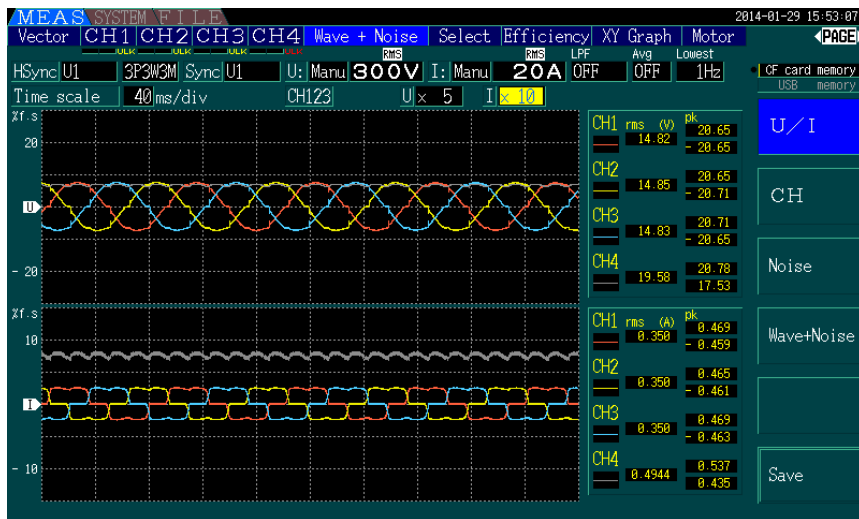
Therefore, the system is equipped with manual and automatic switches, that disconnect the output from the wind turbine and short-circuit the outlets to electrically brake the system. Manual function is generally used in case of maintenance the system.



**Figure 2:** Hardware configuration of Vision V350 in program software

Control system is based on National Instruments CompactRio Platform, which allows the additional measuring cards to be implemented to the system. According to the measured values, simulation models can be created. This part of the research is aimed to create a virtual hybrid energy system, suitable for demonstration and explanation of individual processes and subsystems.[3]

In the initial testing phase, the measurement system based on HIOKI 3390 has been used. Example of the measured values at the output from the PMSG can be seen on Fig. 3



**Figure 3:** Voltage and current waveforms of the PMSG output(CH1-CH3) and rectifier output (CH4)

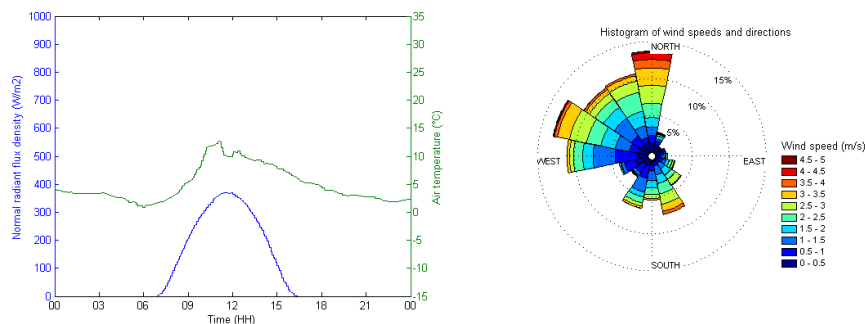
For now the weather data acquisition is performed by the CMP21 radiometer, which is connected to the LogBox, where are the irradiation data and the outdoor temperature saved to the SD memory card and simultaneously the LogBox is connected to the PLC Unitronics Vision V1040 via the serial



Wind turbine		Photovoltaic panels	
Type	Whisper 200	Manufacturer	Solarwatt
Rotor diameter	2.7 m	Type	M250-60 GET AK
Weight	30 kg	No. of panels	9
Wind speed range	(3.1 –55) m/s	Type of cells	monocrystalline
Nominal voltage	48 V AC	Nominal Power	250Wp
Pole pairs	3	Nominal Voltage	29,2V
Nominal power	1000 W at 11.6 m/s	Nominal Current	8,57A
Accumulators		Solar DC/DC converters	
Type	FG12–100DG	Type	TS–MPPT–60
Rated voltage	12V	Max. battery current	60A
Capacity	100Ah at 25°C	Max. input voltage	150V DC
Max. discharge current	1000A for 5s	Max. power	3200W
Self-discharge	<9% for 90 days		
Power inverters			
Type	Studer XTM2600–48		
Input voltage range	36–68V		
Cont. power at 25°C	2600W		
Output voltage	Sine–wave 230V AC		

**Table 1:** Hybrid energy systems parameters

RS232 connection. For measuring the actual wind speed and wind direction, the Mierij Meteo system sends the wind parameters to the PLC via RS232. The PLC has the opportunity to show the parameters on the color, touch sensible display and shows the desired values in a graph. It has the possibility of remote access to the stored values. The basic data are accessible via the web site or to download the data in a \*.XLS file for each individual day. Example of the measured data is on the Fig. 4



**Figure 4:** Weather conditions measurements on 12<sup>th</sup> November 2013

#### 4 CONCLUSION

Previously described hybrid energy system is recently in the phase of optimization and initial testing. Therefore, only the preliminary results are demonstrated. Further research will be aimed on proper configuration of all individual subsystems and processing the measured data. Subsequently,

the optimization steps will be performed. Part of the research will be focused on the effect of different subsystems on the overall efficiency and the possible ways, that can lead to improvement of the system performance.

The following steps will be the configuration of the centralized data repository for all the measurements. This data will be used for virtual hybrid energy system, that will be composed from dynamic models of individual subsystems. After the successful verification based on the measured data, virtual model will be used for simulation of different states, demonstration of the function and explanations for the students.

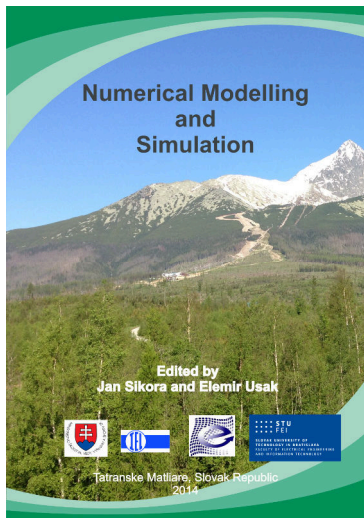
#### ACKNOWLEDGMENTS

The paper was prepared at Center for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from National Feasibility Program I of Ministry of Education, Youth and Sport of the Czech Republic under project No. LO1210 and financial support from specific research program under project No. FEKT-S-14-2520.

#### REFERENCES

- [1] Bajpai, P.; Dash, V.: Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, issue 5, 2012: pp. 2926–2939.
- [2] ERÚ: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č.4/2013. 2013, www.eru.cz, citace 4.3.2014.
- [3] Mastny, P.; Matousek, A.; Machacek, J.: Renewable Energy Sources in Combined Systems–On-line System for Measuring and Collecting Data. *WSEAS Transactions on Environment and Development*, vol. 1, issue 3, 2007: pp. 6–11.
- [4] Moravek, J.; Mastny, P.: Hybrid Renewable Energy System - Configuration and Control. *Recent Researches in Electric Power and Energy*, vol. 22, 2013: pp. 87–92.
- [5] Paiva, J.; Carvalho, A.: Controllable hybrid power system based on renewable energy sources for modern electrical grids. *Renewable Energy*, vol. 53, 2012: pp. 271–279.

## A.4 Experimental Hybrid Energy System - Actual Progress



**Bibliografická citace:** MORÁVEK, J.; MASTNÝ, P. Experimental Hybrid Energy System - Actual Progress. In Numerical Modelling and Simulation. 1. Tatranské Matliare, SK: Slovak University of Technology in Bratislava, 2014. s. 23-26. ISBN: 978-83-61956-29-7.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
Kategorie A304

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl publikovaný na IIPHDW (International Interdisciplinary PHD Workshop) pořádaného v rámci konference Energetika 2014 na Slovensku. V článku byla popsána konfigurace hybridního energetického systému a bylo provedeno porovnání prvních výsledků z měření meteorologických podmínek se statistickými údaji. Dále byla v článku uvedena první verze matematického modelu větrné turbíny s PMSG (Permanent Magnet Synchronous Generator) s usměřovačem v prostředí Matlab Simulink.

Článek spolu s předcházejícími publikacemi tvoří tematický celek, prezentoval výsledky měření meteorologických dat a jejich využití při sestavení matematického modelu větrné elektrárny.

Jan MORAVEK<sup>1</sup>, Petr MASTNY<sup>2</sup>

## Experimental Hybrid Energy System – Actual Progress

Paper presents a research connected with design of experimental hybrid energy system. In the paper are described the main parameters of the system and its actual state. Further are presented results of the measurements performed on the system and data collected from the weather station. Subsequently, the research connected with the problematic is described in the paper and its benefits are discussed.

### 1. Introduction

The paper deals with the hybrid energy system, which is recently in the phase of optimization and initial testing. Therefore, only the preliminary results are demonstrated. Further research will be aimed on proper configuration of all individual subsystems and processing the measured data. Subsequently, the optimization steps will be performed. Part of the research is focused on the effect of different subsystems on the overall efficiency and the possible ways, that can lead to improvement of the system performance.

### 2. Description of the Hybrid Energy System

The hybrid energy system is situated on the roof of the Department of Electrical Power Engineering at FEEC BUT. The department's location is 49°13'38.413"N, 16°34'26.217"E. The predicted annual solar irradiance is between 1085 – 1111 kWh/m<sup>2</sup> according to the PVGIS [2]. The estimated average wind speed is between 3 – 3.5 m/s measured at 10 m above the surface.

The system is designed as a combination of three-blade, horizontal axis wind turbine (HAWT) with PV panels and deep cycle gel battery banks suitable for application in solar and wind systems.

Wind turbine has nominal power 1kW at 11.6 m/s of the wind speed. It contains permanent magnet synchronous generator (PMSG) with 48V AC output. It leads to the passive 3-phase 6-pulse rectifier and then to the DC/DC regulator Tristar MPPT-60.

Nine PV panels provide the peak power 2250 Wp and are connected in three strings to the DC/DC regulator which charges the battery banks (48 V DC, 200Ah).

Two power inverters Studer XTM 2600 are working in master-slave mode and providing the AC power from the entire system.

<sup>1</sup> Department of Electrical Power Engineering, FEEC Brno University of Technology, Technicka 12, 616 00 Brno, CZECH REPUBLIC, e-mail: jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz

<sup>2</sup> Department of Electrical Power Engineering, FEEC Brno University of Technology, Technicka 12, 616 00 Brno, CZECH REPUBLIC, e-mail: mastny@feec.vutbr.cz - Supervisor

## IIPhDW Tatranske Matliare | 2014

The weather data acquisition is performed by the CMP21 radiometer which measures the normal radiant flux density and the outdoor temperature. Wind data are measured by Mierij Meteo system. As the data logger serves the Unitronics Vision V1040 PLC which gathers measured data and stores it to \*.XLS file on the end of a each day. Additionally, the actual weather data are available on the website. More detailed description is in [3]

### 3. Measurements and simulations

In Figure 2 are shown the wind speeds and directions for a selected month. Based on the performed analysis can be stated that the prevailing wind direction is south-east, eventually north east. Average wind speed and the solar irradiation for individual months is shown in Table 1. The monthly solar irradiation corresponds with the estimated results with the PVGIS.

Table 1. Monthly results from the weather data acquisition

Month	Average wind speed (m/s)	Solar irradiation (kWh/m <sup>2</sup> )
December 2013	2.552	11.03
January 2014	2.102	17.87
February 2014	2.505	37.76
March (1.-18.) 2014	2.531	47.77

In the Figure 1 are shown the waveforms of the voltages and currents of the PMSG before (CH1-CH3) the rectifier and after it (CH4). As the load has been used resistor, therefore the current waveforms contain harmonic distortion. The waveforms have been measured by HIOKI 3390 power analyzer.

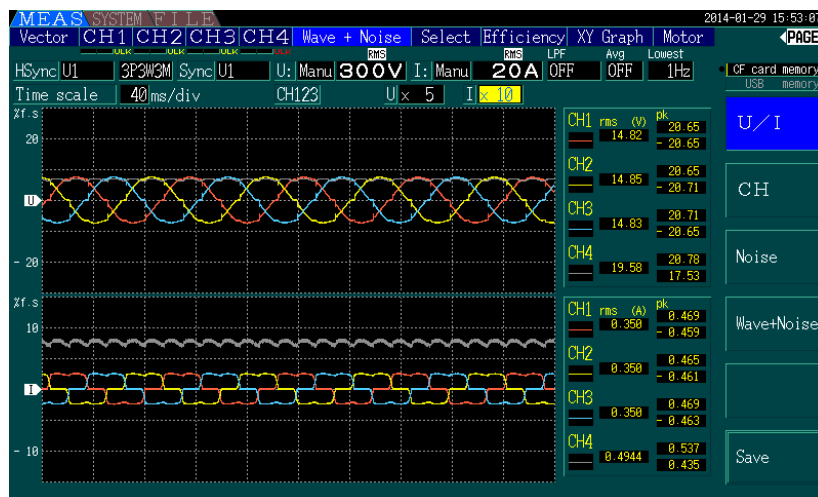


Figure 1. Measured Waveforms of AC (CH1-CH3) and rectified (CH4) voltages and currents at the output of PMSG

## IPhDW Tatranske Matliare | 2014

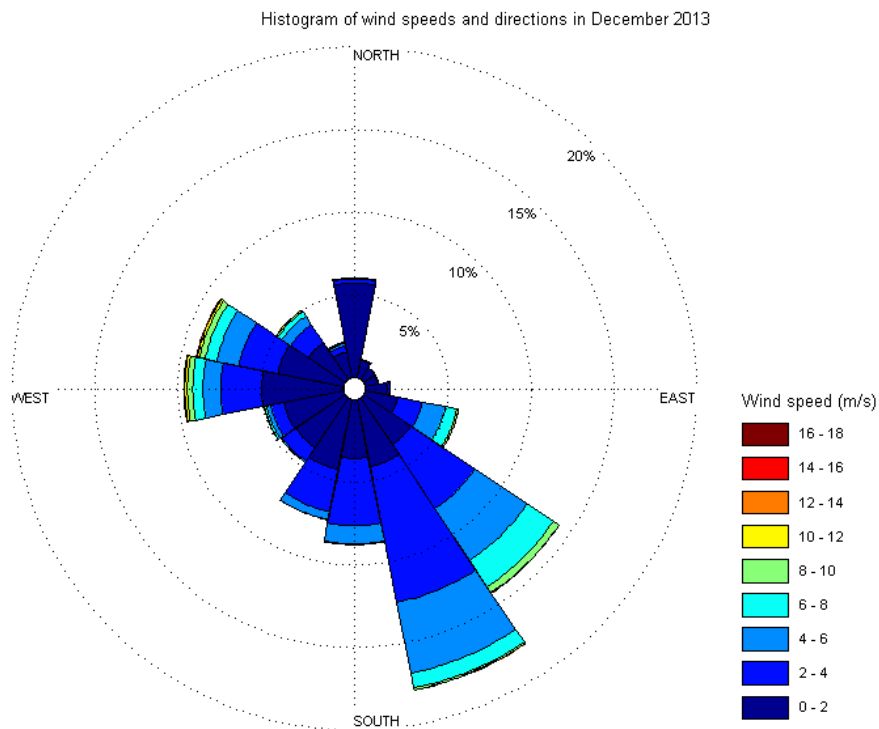


Figure 2. Wind speeds and directions in December 2013

#### 4. Further progress

Another part of the research is aimed on simulation of individual subsystems. For these purposes is created model of wind turbine in MATLAB/Simulink - diagram in Figure 3 which is based on the model described in [1].

It is created with the use of the blocks from the library of SimPowerSystem. Wind turbine model simulates the output torque in per units related to the nominal power of the wind turbine. Drive train is based on 2 - mass model. The output from the PMSG is rectified and for verification purposes connected to the resistor. The aim is to reproduce the measured waveforms. This has been already fulfilled and the model is prepared for further verification.

Additionally, other subsystems are going to be simulated and finally the behaviour of the entire system will be predicted. During this testing will continue the evaluation of the weather data to obtain more details about the location.

Between the main benefits of the research belongs the possibility of testing different system subsystems and their influence on the system's performance.

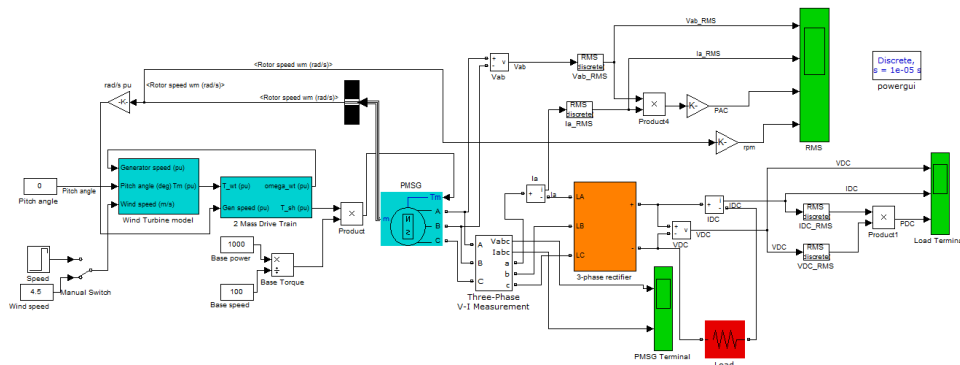


Figure 3. Simulink Model of the wind turbine with PMSG and rectifier

## 5. Conclusion

Application of the hybrid energy systems with cooperation of renewable energy sources results in the better self-sustainability, higher reliability and consequently into the reduction of prime energy consumption. The aim of the result is the preparation of the specification and in the next step preparation of the philosophy of the accumulation system design. Next part is aimed on weather data acquisition and evaluation of the results. Further will be performed testing new technologies suitable for application in hybrid systems. As has been presented in this paper, simulation models for this system will be important part of the research.

## Acknowledgements

The paper was prepared at Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from National Feasibility Program I of Ministry of Education, Youth and Sport of the Czech Republic under project No. LO1210 and financial support from specific research program under project No. FEKT-S-14-2520.

## References

1. Bhende, C. N., Mishra S., Malla S.: *Permanent Magnet Synchronous Generator-Based Standalone Wind Energy Supply System*. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2011, vol. 2, issue 4, s. 361-373. DOI: 10.1109/TSTE.2011.2159253.
2. JRC's Institute for Energy and Transport: Photovoltaic Geographical Information System. PV potential estimation utility [online]. [cit. 2014-03-20]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/imaps/index.htm>
3. Moravek, J.; Mastny, P.: *Hybrid Renewable Energy System - Configuration and Control*. In Recent Researches in Electric Power and Energy Systems. Electrical Engineering Series. Chania, Crete Island, Greece: WSEAS Press, 2013. s. 87-92. ISBN: 978-960-474-328-5.





## A.5 Hybrid Energy System - Optimization and New Concept



**Bibliografická citace:** MORÁVEK, J.; MASTNÝ, P. Hybrid Energy System - Optimization and New Concept. Informatyka, Automatyka, Pomiary w Gospodarce i Ochronie Środowiska, 2014, roč. 2014, č. 3, s. 77-80. ISSN: 2083-0157.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
Kategorie A108

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl publikovaný v polském časopise Informatyka, Automatyka, Pomiary w Gospodarce i Ochronie Środowiska jako rozšířená verze článku přijatého na workshop II-PHDW. Článek popisuje měřicí systém na bázi programovatelného PLC, které zajišťuje sběr meteorologických údajů. Tyto údaje byly dále použity pro analýzu lokalit a jako vstupy pro vytvoření simulačních model. Autor dizertační práce navrhnul a realizoval měřicí stanici, včetně tvorby programu pro sběr a ukládání dat. V článku je prezentována ukázka zpracování grafických výstupů z datových vzorků a výsledků simulací s využitím vytvořeného matematického modelu větrné turbíny.

Článek analyzuje základní provozní stavy hybridních systémů ve výchozím nastavení, jejich nevýhody a prezentuje koncept hybridního energetického systému jako systému pro podporu sítě (tj. řízená dodávka energie do sítě na základě pokynu řídicího systému). Tento optimalizovaný koncept hybridního systému je jedním z možných řešení, které autor v rámci dizertační práce prezentuje a jehož aplikace by umožnila sloučení malých hybridních systémů do virtuálních celků ovládaných prostřednictvím dispečerského řízení.

DOI: 10.5604/20830157.1121393

## HYBRID ENERGY SYSTEM - OPTIMIZATION AND NEW CONCEPT

Jan Moravek, Petr Mastny

Brno University of Technology

**Abstract.** Paper presents a research related to the design of a new concept of hybrid energy system. It describes actually used concepts and the benefits of new design. Subsequently, the problems of the proper systems setting and working conditions are discussed and the new concept of the systems settings is presented. Research is further enhanced by comparing with the simulation model assuming the weather data acquired for the test location. The measured data are compared with the results of simulation.

**Keywords:** hybrid energy system, MATLAB simulation, optimization

## HYBRYDOWY SYSTEM ENERGETYCZNY – NOWA KONCEPCJA I OPTIMALIZACJA

**Streszczenie.** Artykuł przedstawia projekt nowej koncepcji hybrydowego systemu energetycznego. W pracy przedstawiono aktualnie stosowane koncepcje i na ich tle zalety nowego podejścia. Następnie dyskutowano odpowiednie ustawienia i warunki pracy systemu oraz przedstawiono nową koncepcję systemu. Dodatkowo badania są zilustrowane porównaniem z modelem symulacyjnym, przy założeniu, że dane pogodowe pozyskane zostały dla testowej lokalizacji.

**Słowa kluczowe:** hybrydowy system energetyczny, symulacja w MATLAB-ie, optymalizacja

### Introduction

The paper deals with the hybrid energy system consisting of a wind turbine, photovoltaic panels and batteries. System is recently in the phase of optimization and initial testing. Therefore, only the preliminary results are demonstrated in this paper. Further research will be aimed on proper configuration of all individual subsystems and processing the measured data. Subsequently, the optimization steps will be performed. Part of the research is focused on the effect of different subsystems on the overall efficiency and the possible ways, that can lead to improvement of the system performance.

### 1. Description of the Hybrid Energy System

The hybrid energy system is situated on the roof of the Department of Electrical Power Engineering building at Faculty of Electrical Engineering and Communication Brno University of Technology. Department's location is 49°13'38.413"N, 16°34'26.217"E. According to the PVGIS [2], the predicted annual solar irradiance is between 1085 and 1111 kWh/m<sup>2</sup>. The estimated average wind speed, measured at 10 m above the surface, is between 3 and 3.5 m/s.

The system is designed as a combination of three-blade, horizontal axis wind turbine, PV panels and deep cycle gel battery banks suitable for application in solar and wind systems.

Wind turbine Whisper 200 has nominal power 1kW at 11.6 m/s of the wind speed. It contains permanent magnet synchronous generator (PMSG) with 48 V AC output, connected to the passive 3-phase 6-pulse rectifier and then to the DC/DC regulator (Tristar MPPT-60).

Nine Solarwatt M250 60 GET AK photovoltaic panels provide the peak power 2250 Wp and are connected in three strings to another DC/DC regulator (Tristar MPPT-60). Both DC/DC regulators are connected to the two battery banks (48 V DC, 200 Ah) each consisting of serial connection of four deep cycles gel batteries (FG12-200DG).

Two power inverters (Studer XTM 2600) are working in master-slave mode, providing the AC power from the entire system.

### 2. Performed Measurements

The weather data acquisition is performed by the CMP21 radiometer, which measures the normal radiant flux density and the outdoor temperature. Wind data are measured by Mierij Meteo system. The Unitronics Vision V1040 PLC serves as the data logger, which gathers measured data and stores it to an EXCEL file at the end of an each day. Gathered data are represented by the samples of the immediate values in the periods

of 30 seconds. This time is adequate for the time constant of the radiometer. Additionally, the actual weather data are available on the website, which refreshes each 10 seconds. More detailed description of the data acquisition system is presented in [3].

The measured data are further processed with a MATLAB script to obtain the selected values (daily, monthly statistic) and to plot the graphs.

According to the analyzed data, the average wind speed and the solar irradiation for individual months are shown in Tab. 1. The monthly solar irradiation corresponds with the estimated results with the PVGIS [2]. The difference between the measured and estimated value of the solar irradiation in the May 2014 is caused by the incomplete data set caused by the datalogger malfunction.

Tab. 1. Monthly results from the weather data acquisition

Month	Average wind speed (m/s)	Maximal wind speed (m/s)	Measured solar irradiation (kWh/m <sup>2</sup> )	Estimated solar irradiation (kWh/m <sup>2</sup> )
December 2013	2.552	16.8	11.03	25.7
January 2014	2.102	13.7	17.87	26.2
February 2014	2.505	13.7	37.76	43.7
March 2014	2.483	17.5	98.73	89
April 2014	2.263	17.8	126.13	138
May 2014	2.770	19.7	93.99	163
June 2014	2.271	13.8	157.54	169

In the Fig. 1 the waveforms of the voltages and currents from PMSG before (CH1-CH3) and after the rectifier (CH4) are shown. A resistor was as the load. The reason for this measurement was mainly to verify the generator function in the initial testing phase. The waveforms have been measured by HIOKI 3390 power analyzer. The results from these measurements are further used for validation of the simulation model described subsequently.

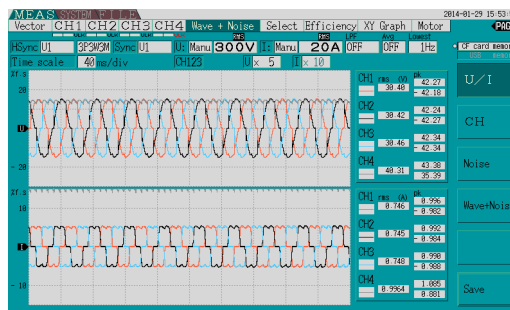


Fig. 1. Measured Waveforms of AC (CH1-CH3) and rectified (CH4) voltages and currents at the output of PMSG

In Fig. 2 the results from the wind speeds and directions analysis for a selected month are shown. Based on the performed analysis can be stated that the prevailing wind direction is north-west. In other months alternates prevailing direction north-west and south-east.

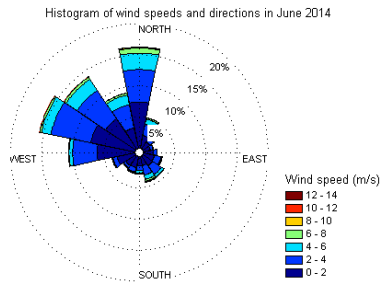


Fig. 2. Wind speeds and directions in June 2014

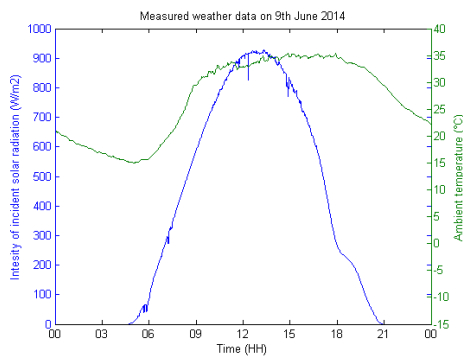


Fig. 3. Daily history of the measured weather data

Fig. 3 shows the daily history of the ambient temperature and the intensity of perpendicular solar radiation on the planar surface.

### 3. Simulation model of the wind turbine

Next part of the research is aimed on simulation of individual subsystems. For these purposes a model of wind turbine in MATLAB/Simulink (Fig. 6), which is based on the model described in [1], has been created.

This was done with the use of the blocks from the library of SimPowerSystem. Wind turbine model simulates the output torque in per units related to the nominal power of the wind turbine. Practically, the library block simulates the wind turbine power characteristics according the input parameters, which are the wind speed, pitch angle and angular speed of the generator. Because of the absence of the wind turbine's pitch regulation a constant angle has been assumed. Used power characteristics for the Whisper 200 wind turbine is shown in the Fig. 4.

Drive train is based on a two-mass model. In the simulation, it is necessary to simulate the dynamic behavior of the wind turbine and transient effects of the device. The output from the PMSG is rectified with the use of the three phases, six pulse diode rectifier and for verification purposes a resistor is connected as a load. The aim is to reproduce the measured waveforms shown in the Fig. 1.

This has been already fulfilled with adequate accuracy (results from the simulation are shown in the Fig. 5) and the model is prepared for further optimization. In order to predict the behavior of the wind turbine and to estimate the requirements for the control system, the input wind speed is set as a time-variable. Verified and optimized model is used for estimation

of the produced energy from the wind turbine within the various ranges of wind speeds and provides the simulation apparatus for further research.

Additionally, other individual subsystems like PV panels, battery, inverters and DC-DC converters will be simulated, and finally the behavior of the entire system will be predicted. The research includes testing the different system subsystems and their influence on the system's performance. [5]

During this testing the evaluation of the weather data will be continued to obtain more detailed information about the installation's location and improving the created models with implementation of the measured data. It is planned to supplement the weather data acquisition device with the additional sensors to measure the humidity, atmospheric pressure, rain precipitation and temperature at different points (PV panel, batteries, inverters, etc.) that can affect the system and its efficiency. Furthermore, more detailed comparison of simulated results from the created models with the measured data will be performed. Evaluated results will be used for the model improvement.

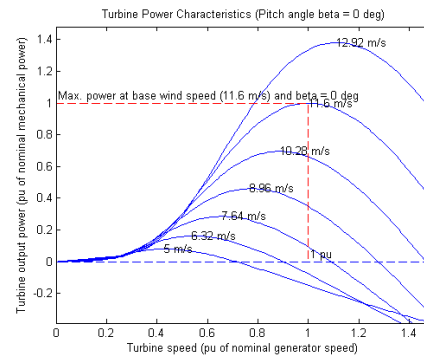


Fig. 4. Whisper 200 wind turbine power characteristics

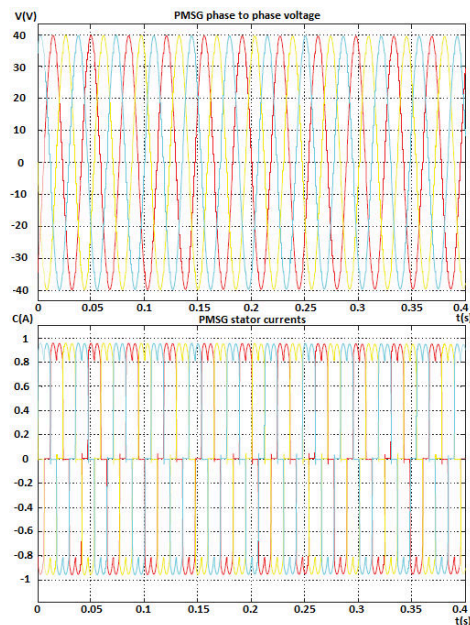


Fig. 5 Simulated results from the Simulink model

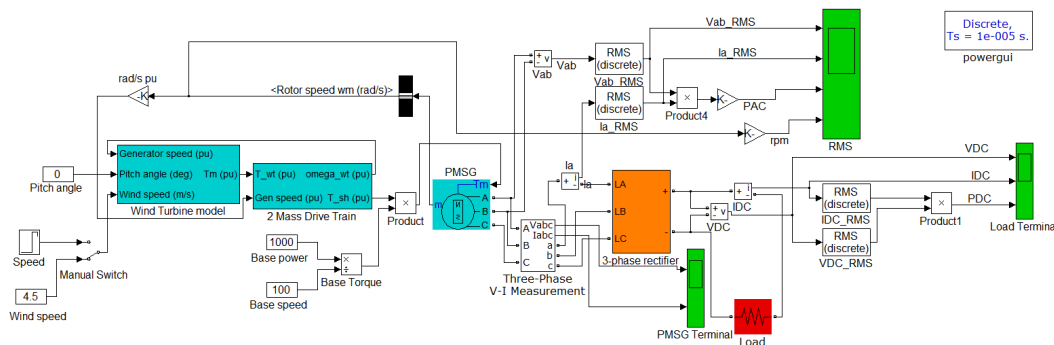


Fig. 6. Wind turbine model with PMSG in Matlab Simulink

#### 4. Optimization of the system

The main problem of the research on described hybrid energy system is related to the communication between the individual power converters and their proper settings. Generally, the hybrid energy systems with accumulation can be configured in several ways:

- 1) Energy from the renewable sources is accumulated or consumed in the load and the system is not connected to the public electricity network.
- 2) System is connected to grid. It is not authorized to provide the excess energy to the grid, but can use the energy from the grid to recharge batteries or supply power to the loads.
- 3) Hybrid energy system is designed as the active component with the possibilities not just to provide the excess energy to the grid, but based on the communication command can also force the system to provide the accumulated energy to the network and improve the power quality.

The configurations 1 and 2 described higher are demonstrated in the Fig. 7 and Fig. 8. Problem of these concepts are in the improper internal logic of the power inverters settings in the current experimental set-up.

In the hybrid energy system described above, it has been found out, that in the case when the accumulation element of the system needs to be recharged, the system primarily uses the electricity from the grid to recharge the batteries, even if there is available energy in the renewable sources (Fig. 8). This setting is improper and reduces the operational efficiency of the entire system.

Concept of the active hybrid energy system is currently the main goal of the research. Due to the actual legislative in the Czech Republic (CR) is not possible to operate the hybrid energy systems in this way. Further research will be focused on defining the prerequisites and limiting conditions that will allow achieving the positive effect on the electricity grid.

With the use of the concept described in the third point above, the stochastic character of the individual sources and their negative effect on the electricity grid can be reduced. In the result, the integration of the renewable sources can be increased without additional negative effect on the electricity grid.

Innovative concept of the hybrid energy system is used to maximize the energy production of the energy sources by the combination of properly sized accumulation element and by the optimized control system with the possibility of using the electricity grid.

In the case of fully loaded batteries and the renewable power generation, the energy will be transferred to the grid (Fig. 9).

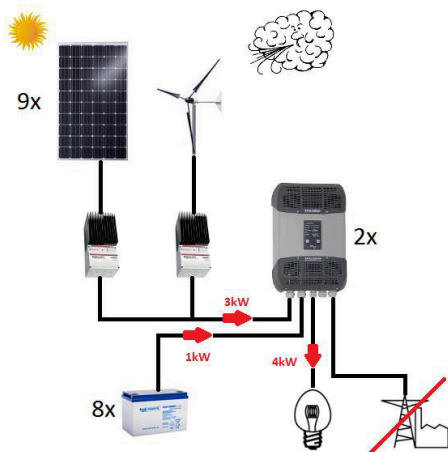


Fig. 7. Hybrid energy system as the standalone off-grid application

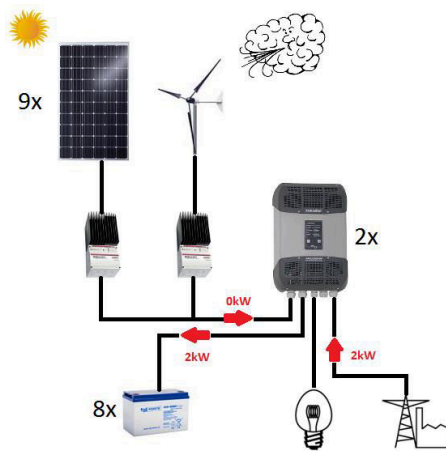


Fig. 8. Improper settings of the inverter internal logic uses grid instead of renewable energy sources to recharge the batteries

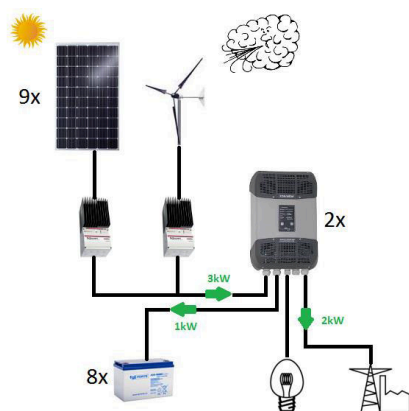


Fig. 9. Hybrid energy system providing the excess energy to the network

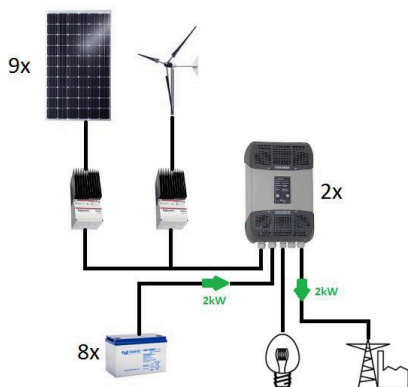


Fig. 10. Force grid-feeding using the accumulated energy in the batteries

When the grid energy is insufficient, the accumulated energy can be on demand force-fed to the grid (Fig. 10).

Considering the use of the hybrid energy system described above the fully loaded batteries can provide 19.2 kWh of energy before fully discharged. Due the life expectancy shortage, only 60% of the full discharge should be presumed. That gives 7.68 kWh of the available energy. With the use of the master-slave working mode of the power inverters, continuous power of 5 kW can be fed to the grid for 1.5 hours. The implementation of the innovative logic to the existing systems allows the active electricity grid support. Therefore, the regulation power in conventional energy sources needed for voltage regulation can be reduced, because primarily can be used the accumulated energy in the hybrid system.

## Conclusions

In the paper the research dealing with the design of the hybrid energy system using renewable energy sources has been presented. It proposes a new concept for its operation, which considers the implementation of innovative settings to transform the passive hybrid systems to active. Active hybrid energy system can provide the energy to the electricity network according to operator's requirements. Innovative settings of the inverter's internal logic include the limiting conditions to ensure that the supplied energy will not negatively affect the electricity network. The part of the research is aimed on limits

of the protections used in these systems. Current limits are strictly set due the massive dynamic changes of the power generated from the renewable resources. With stabilizing the energy production using the accumulation is provided the predictable energy source and the current legislative restraints of installed power and limits of protection's settings can be changed. Also the inverters can be programmed to support the grid with the active and reactive power according to the actual voltage and frequency. Conditions specifying these functions are nowadays discussed in several countries (e.g. Germany, Czech Republic) in connection with the operation of the renewable energy sources (PV, wind turbines). Presented concept is development of the actual requirements based on the optimization of the systems to maximize the energy production and increase the operational efficiency of the entire systems.

## Acknowledgement

The paper was prepared at Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from National Feasibility Program I of Ministry of Education, Youth and Sport of the Czech Republic under project No. LO1210 and financial support from specific research program under project No. FEKT-S-14-2520.

## References

- [1] Bhende, C. N., Mishra S., Malla S.: Permanent Magnet Synchronous Generator-Based Standalone Wind Energy Supply System. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, issue 4, 2011, p. 361-373. DOI: 10.1109/TSSTE.2011.2159253.
- [2] JRC's Institute for Energy and Transport: Photovoltaic Geographical Information System. PV potential estimation utility [online]. [cit. 2014-03-20]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/maps/index.htm>
- [3] Moravek, J.; Mastny, P.: Hybrid Renewable Energy System - Configuration and Control. In *Recent Researches in Electric Power and Energy Systems*, Electrical Engineering Series. Chania, Crete Island, Greece: WSEAS Press, 2013, p. 87-92.
- [4] Moravek, J.; Mastny, P. Experimental Hybrid Energy System - Actual Progress. In *Numerical Modelling and Simulation*, Tatranske Matliare, Slovakia: Slovak University of Technology in Bratislava, 2014, p. 23-26.
- [5] Moravek, J.; Mastny, P. Model of PMSG Wind Turbine in Hybrid Energy System. In *Proceedings of 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering*, Brno, Czech Republic: Brno University of Technology, 2014, p. 349-352.

**M.Sc. Jan Moravek**  
e-mail: jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz

Jan Moravek (1988) received his M.Sc. in Electrical Power Engineering from Brno University of Technology in 2012. Currently, he is Ph.D. student at the same university. His research interests are focused on the control processes of hybrid energy systems and their design. Other areas also include renewable energy sources and their optimization. Since 2012 he has been the member of the IEEE.



**Ph.D. Petr Mastny**  
e-mail: mastny@feec.vutbr.cz

Petr Mastny was born in 1976. He graduated in Electrical Power engineering in 2000 from Brno University of Technology. He obtained his Ph.D. degree in October 2006. In December 2010 he has been appointed as Associate Professor at Brno University of Technology. He has been with Department of Electrical Power Engineering, Brno University of Technology, Czech Republic since 2005. His field of interest covers the problems of utilization of renewable energy source and questions of energy management systems with renewable energy sources and their influence on environment. Petr Mastny has been member of WSEAS (The World Scientific and Engineering Academy and Society) since 2007, member of NAUN since 2009, member of IEEEAM since 2010 and member of CIREN since 2009.

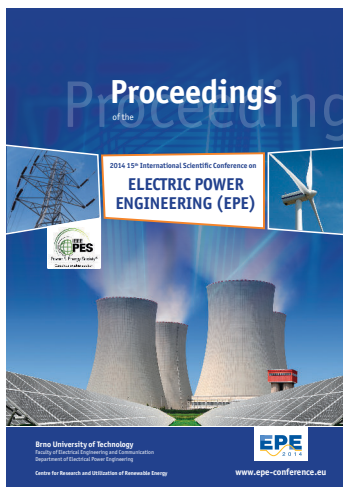


otrzymano/received: 01.07.2014

przyjęto do druku/accepted: 23.07.2014



## A.6 Model of PMSG Wind Turbine in Hybrid Energy System



**Bibliografická citace:** MORÁVEK, J.; MASTNÝ, P. Model of PMSG Wind Turbine in Hybrid Energy System. In Proceedings of 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering. 1. Brno: Brno University of Technology, 2014. s. 349-352. ISBN: 978-1-4799-3807-0.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
MetRVVI A104

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl prezentován v rámci mezinárodní konference EPE 2014. V rámci článku je popsán matematický model větrné turbíny v programu Matlab Simulink a provozní měření při připojení výstupu generátoru na usměrňovač s odporovou zátěží pro účely validace matematického modelu. V článku je dále popsán způsob zapojení a využití větrné elektrárny v hybridním systému.

Potřeba simulačního nástroje pro predikci chování větrné elektrárny souvisí se stochastickým charakterem zdroje, jehož chování je závislé na aktuálních meteorologických podmínkách. S ohledem na provozní bezpečnost navrženého hybridního systému se simulační model ukázal jako vhodný doplněk pro ověření jednotlivých provozních stavů. Autorův přínos spočívá v sestavení prezentovaného matematického modelu a následném nastavení jednotlivých parametrů modelu tak, aby se výsledky simulace co nejvíce přiblížily výsledkům měření. Při měření meteorologických podmínek autor využil vlastního měřicího systému na bázi PLC Unitronics, které zaznamenává data z jednotlivých senzorů.

# Model of PMSG Wind Turbine in Hybrid Energy System

Jan Moravek, Petr Mastny  
Brno University of Technology  
Brno, Czech Republic  
jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz, mastny@feec.vutbr.cz

**Abstract**—This paper presents a model of three-blade wind turbine, which is used to compare the outputs from the model with the real measured data. Functional model is important to simulate multiple different states and its behavior in the hybrid energy systems and can be used to predict the power generated within these systems.

**Keywords**—wind; turbine; hybrid; renewable; energy systems; simulation; model; PMSG;

## I. INTRODUCTION

Hybrid energy systems are containing dynamically changing states, which are difficult to predict. With proper mathematical descriptions, the theoretical models in Matlab/Simulink can be created. This will allow to simulate different conditions in the system and to optimize system's parameters. For further verification of the model's behavior, there is a possibility of comparing with measured data acquired from hybrid system described in the paper.

### A. Definition of the Renewable Hybrid Energy System (HRES)

In order to create the autonomous and self-sufficient energy systems for application in civil buildings (family houses, office buildings, etc.) the combination of multiple energy sources is needed.

Photovoltaic (PV) panels can't fully cover the energy demands due to the dynamic changes of the sunlight. The solar energy has stochastic character and can't be used as a base-load source of energy. Another stochastic energy source is the wind energy.

As a stand-alone application of these sources is unreliable and ineffective, their combination into a HRES with addition of accumulation element is suitable for the desired application. The combination of multiple sources leads to the improvement of the total efficiency, reliability and sustainability of the energy system.[1][2]

The paper was prepared at Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from National Feasibility Program I of Ministry of Education, Youth and Sport of the Czech Republic under project No. LO1210 and financial support from specific research program under project No. FEKT-S-14-2520.

978-1-4799-3807-0/14\$31.00 © 2014 IEEE



Fig. 1. Whisper 200

TABLE I. WHISPER 200 PARAMETERS

Rotor diameter	2.7 m
Weight	30 kg
Minimum wind speed	3.1 m/s
Maximum wind speed	55 m/s
Nominal voltage	48 V
Pole pairs	3
Nominal power	1000 W at wind speed equal to 11.6 m/s

## II. SIMULATION OF WIND POWER GENERATOR

The aim is to create a model of the Whisper 200 (Fig. 1), which is located at the roof of the Department of Electrical Power Engineering of the Brno University of Technology (BUT). It is a three-blade horizontal axis wind turbine (HAWT) with three-phase permanent magnet synchronous generator (PMSG).

Parameters of the wind turbine are shown in the Tab. I.

For the purposes of the model creation (Schematic on Fig. 2) is used the Matlab/Simulink software which contains the SimPowerSystems library instead of modeling individual elements as in [3]. This library contains prepared models of the HAWT and PMSG which simplifies the modeling process.



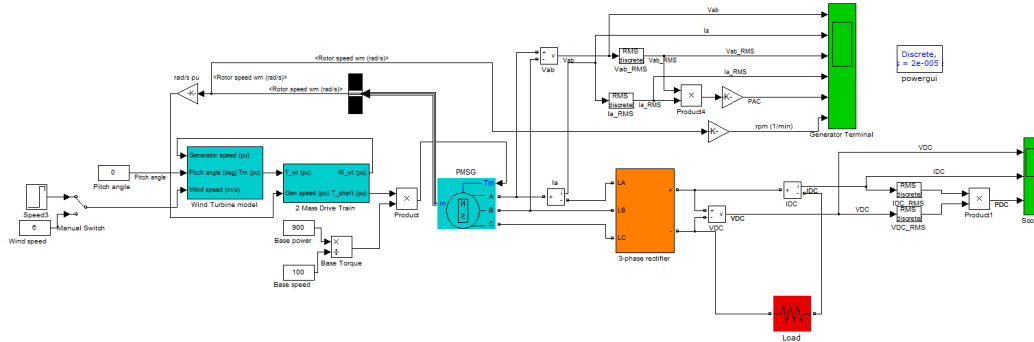


Fig. 2. Simulation model of the three-blade HAWT with three-phase PMSG

Similar model has been used in [4].

As the input data for the wind turbine is in the first step considered constant wind speed and no pitch regulation. Next input is the generator speed in the per unit of the generator base speed. For a permanent-magnet generator, the base speed is defined as the speed producing nominal voltage at no load. Output from this block is the torque in per unit (p.u.).

For respecting the dynamic changes during the variable wind speed, a two mass model of the drive train is created, which computes the torque on the shaft with respecting the moment of inertia of the HAWT and the stiffness of the shaft.

It can be expressed with the following equations (Eq. 1–3) [4]:

$$2H_{wt} \frac{d\omega_{wt}}{dt} = T_{wt} - T_{sh} \quad (1)$$

$$\frac{1}{\omega_{elb}} \frac{d\theta}{dt} = \omega_{wt} - \omega_g \quad (2)$$

$$T_{sh} = K_{sh}\theta + D_t \frac{d\theta}{dt} \quad (3)$$

where:

- $H_{wt}$  is representing the inertia constant of the wind turbine,
- $\omega_{wt}$  is the angular speed of the wind turbine in p.u.,
- $T_{wt}$  is the wind turbine torque,
- $T_{sh}$  is the shaft torque,
- $\omega_{elb}$  is the angular base speed of the generator,
- $\theta$  is the shaft twist angle,
- $K_{sh}$  is the shaft stiffness,
- and  $D_t$  is the damping coefficient.

PMSG model block selected from the SimPowerLibrary implements a three-phase permanent magnet synchronous generator with the sinusoidal electro-magnetic field. It is modeled in the dq rotor reference frame. Stator windings are connected in wye to an internal neutral point.

Output from the PMSG is rectified via the six-pulse three-phase diode rectifier and the load is represented by the connected resistor.

### III. COMPARISON OF THE SIMULATED RESULTS WITH THE MEASURED DATA

#### A. Measuring system

The measuring system is based on the HIOKI Power Analyzer 3390–10 which measures the three-phase values of the currents and voltages at the input to the rectifier (type 36MT160) and the DC output. The load is represented by the 40  $\Omega$ , 6,3 A resistor.

The analyzer is equipped with Ethernet connection which allows to communicate with other devices within the control system or remote control and diagnostic via web based interface.

For measuring of additional weather parameters is created a system based on Untronics PLC that stores the data from the:

- anemometer Mierij Meteo WM21 – provides wind speed measurement in range (0–50 m/s) and wind vane that provides wind direction in range (0–360 ° at 5.6 ° resolution),
- radiometer CMP21 – measures solar irradiation and ambient temperature via PT100 sensor.

Example of the measured data is shown in the Tab. II.

Measured waveforms of the phase to phase voltages and line currents are shown on the Fig. 3. Measurement has been performed with the resistive load equal to 40  $\Omega$  and the wind speed equal to 6 m/s. During the measurement has been verified, that the peak value and frequency of the voltages correlates with the speed of the generator which is determined by the actual load and the wind speed.

From the results of the measurements is apparent that both waveforms contain a harmonic distortion which is caused by the rectifier. The curve showing the current waveform is typical for the rectifier working with the resistive load.[5]

B. Simulated results

During the performed analysis, the simulation results (Fig. 4) has been compared with the measured results. Created simulation model provides sufficiently accurate results, which can be used for further processing. After successful optimization of model parameters, more sophisticated situations can be simulated.

As seen on the Fig. 2, the input wind speed is possible to set as a time-variable, to predict the behavior of the wind turbine and to estimate the requirements on the control system.

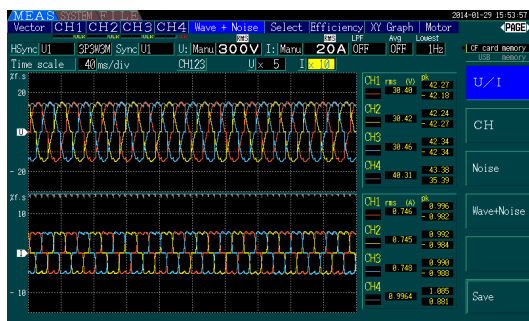


Fig. 3. Measured waveforms of phase to phase voltages (CH1–CH3), rectified voltage (CH4), line currents (CH1–CH3) and DC current (CH4)

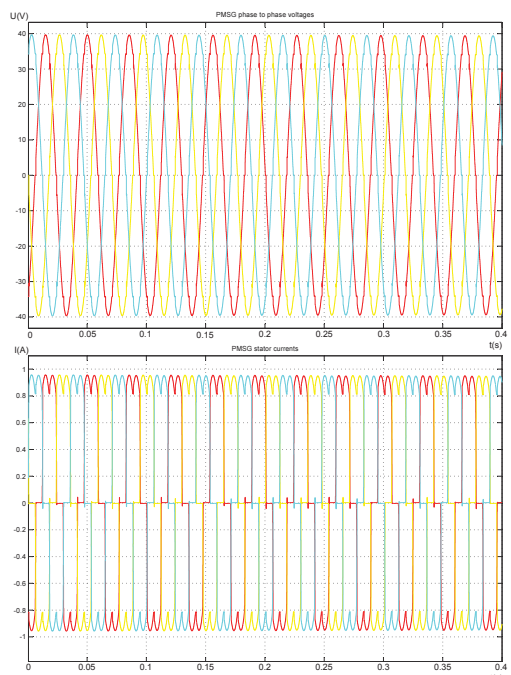


Fig. 4. Simulated waveforms of phase to phase voltages and line currents of the PMSG connected to the rectifier with resistive load

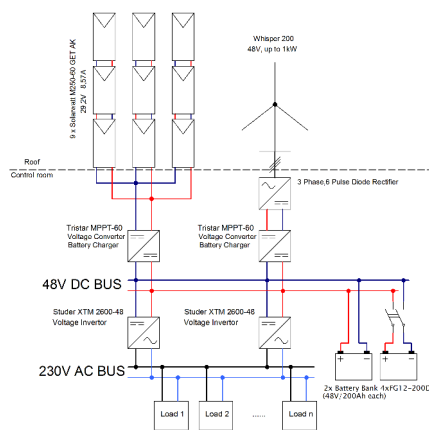


Fig. 5. Design of a hybrid energy system based on the 48 V DC bus

IV. WIND TURBINE IN A HYBRID ENERGY SYSTEM

In order to use previously specified HAWT in a hybrid energy system with another energy sources (PV panels, battery banks, co-generation units, etc.), monitoring and control of the individual sources is necessary.

In previous research [6] has been studied the possibility of using control systems based on two different platforms – Industrial PLC Unitronics Vision V1040 and National Instruments CompactRio. Both solutions are designed as centralized systems and are suitable for control of the hybrid energy systems.

Because of the intention to connect multiple different sources into one energy system, the common 48 V DC bus in the hybrid energy system is designed (Fig. 5). Generally, it is possible to connect any type of energy source to this bus via the proper regulator, which will unify the output energy from individual sources and transfer it to the common bus.

In this case is as the regulator selected TriStar MPPT–60 which is primarily designed for use with solar systems. This regulator contains the Maximum Power Point Tracking (MPPT) function which will maximize the energy profits from the wind turbine. Another function of the regulator is the battery charger. Connected batteries can be safely charged with respecting the voltage limits to prevent overcharging.

A. Control system functions

Intended control system will maintain the following functions:

- monitoring – measuring of instant voltages and currents with adequate resolution to calculate the power flows in the system,
- security features – measuring of the actual wind speed and turbine speed to ensure the automatic shut–down of the wind turbine at critical speed (electrical brake),

TABLE II. EXAMPLE OF MEASURED DATA

Date	Time	$U_{L1L2}(V)$	$U_{L2L3}(V)$	$U_{L3L1}(V)$	$U_{DC}(V)$	$I_{L1}(A)$	$I_{L2}(A)$	$I_{L3}(A)$	$I_{DC}(A)$	$W_a$ (m/s)	$W_a$ ( $^{\circ}$ )	$\theta(^{\circ}C)$
17.1.2014	9:26:59	10,02	10,04	10,02	11,40	0,23	0,23	0,23	0,27	3,0	163	4,1
17.1.2014	9:27:29	15,24	15,28	15,26	19,25	0,36	0,36	0,37	0,46	3,3	161	4,1
17.1.2014	9:27:59	17,35	17,38	17,43	21,55	0,42	0,42	0,42	0,52	3,5	165	4,1
17.1.2014	9:28:29	17,86	17,90	17,90	22,33	0,43	0,43	0,43	0,54	3,9	158	4,1
17.1.2014	9:28:59	14,30	14,32	14,32	17,62	0,34	0,34	0,34	0,43	3,2	169	4,1
17.1.2014	9:29:29	11,76	11,79	11,77	13,91	0,27	0,27	0,27	0,33	2,8	168	4,1
17.1.2014	9:29:59	15,07	15,10	15,08	18,39	0,36	0,36	0,36	0,44	3,4	160	4,1
17.1.2014	9:30:29	14,40	14,43	14,47	18,21	0,34	0,34	0,34	0,44	3,4	166	4,1
17.1.2014	9:30:59	11,95	11,97	11,96	14,64	0,28	0,28	0,28	0,35	3,0	161	4,1

- remote control – provide basic information on a web site, with the opportunity to obtain the full control after successful authentication,
- data gathering – automatic data saving for further processing.

#### V. CONCLUSION

In the research has been studied the problematic of modeling small wind turbine with PMSG and the possibility of its connection into a hybrid energy system. The designed model will be used for further simulations of the hybrid energy system. The aim is to mutually connect individual subsystems and to create the model of the whole hybrid energy system.

This simulation model will provide the basic knowledge and estimation of the energy production from different sources in different locations and configurations.

Application of the hybrid energy systems with cooperation of renewable energy sources is the approach, that results in the better self-sustainability, higher reliability and consequently into the reduction of prime energy consumption.

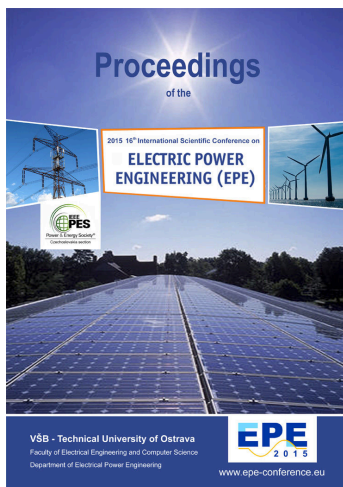
For purposes of the data acquisition and models validation, the experimental hybrid energy system has been designed and put into operation. It provides the sufficient instrument for further research, improvements and more precise models of the individual subsystems.

#### REFERENCES

- [1] M. Deshmukh and S. Deshmukh, "Modeling of hybrid renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 1, pp. 235–249, 2008. [Online]. Available: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032106001134>
- [2] P. Nema, R. Nema, and S. Rangnekar, "A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and pv-solar," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 8, pp. 2096–2103, 2009. [Online]. Available: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032108001755>
- [3] S. Vijayalakshmi, S. Saikumar, S. Saravanan, R. V. Sandip, and V. Sridhar, "Modelling and control of a wind turbine using permanent magnet synchronous generator," *International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST)*, vol. 3, no. 3, pp. 2377–2384, 2011. [Online]. Available: <http://www.ijest.info/docs/IJEST11-03-03-077.pdf>
- [4] C. N. Bhende, S. Mishra, and S. G. Malla, "Permanent magnet synchronous generator-based standalone wind energy supply system," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 361–373, 2011. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5872080>
- [5] M. Iorgulescu, "Study of three-phase bridge rectifier diagnosis based on output voltage and current analysis," *8th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, vol. 1, pp. 1–6, 2013. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6563524>
- [6] J. Moravek and P. Mastny, "Hybrid renewable energy system - configuration and control," *Recent Researches in Electric Power and Energy*, vol. 22, pp. 87–92, 2013. [Online]. Available: <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2013/Chania/POW/POW-12.pdf>



## A.7 Modeling the Energy Systems in Matlab Simulink - Problematics of Energy System Control



**Bibliografická citace:** MORÁVEK, J.; MASTNÝ, P.; PITRON, J. Modeling the Energy Systems in Matlab Simulink - Problematics of Energy System Control. In Proceedings of the 2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). 1. Ostrava, Czech Republic: VSB Technical University of Ostrava, 2015. s. 163-168. ISBN: 978-1-4673-6787-5. ©[2015] IEEE. Reprinted, with permission.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
MetRVVI A104

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl prezentovaný na mezinárodní konferenci EPE 2015 a navazuje na dosavadní výzkum v oblasti multivalentních energetických systému. V rámci vytvořených matematických modelů jsou prezentovány modely elektrického hybridního systému (větrné elektrárny, fotovoltaický panel) a dále také tepelného hybridního systému (solární kolektor, tepelné čerpadlo). Prezentovaný matematický model větrné elektrárny, fotovoltaického panelu a solárního kolektoru byl sestaven autorem dizertační práce, matematický model tepelného čerpadla byl realizován Ing. Jirím Pitronem.

V souvislosti s provozem obnovitelných zdrojů je v článku dále popsán jejich vliv na elektrizační soustavu v souvislosti s jejich řízením a aktuálním vývojem související legislativy v roce 2015.

Sestavené matematické modely vycházejí z autorových znalostí v oblasti aplikace simulačních nástrojů a tvorby matematických modelů a naplňují jeden z cílů dizertační práce.

# Modeling the Energy Systems in Matlab Simulink – Problematics of Energy System Control

Jan Moravek, Petr Mastny, Jiri Pitron  
Brno University of Technology  
Brno, Czech Republic

jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz, mastny@feec.vutbr.cz, xpitro00@stud.feec.vutbr.cz

**Abstract**—The paper presents the models of the individual elements in the energy system created in Matlab Simulink. The reason for modeling energy system is the prediction of the behavior of individual subsystems. In cooperation with the validated models are solved the operational problems and power quality issues that are further discussed.

**Keywords**—*simulink model; energy system; power quality; photovoltaic; system control;*

## I. INTRODUCTION

In previous publications [1], [2], [3] have been described the hybrid energy system and the research focused on the control systems and control logic has been presented. In order to simulate the behavior of the individual subsystem is the current goal to prepare the mathematical models and mutually connect them to create the model of entire hybrid energy system.

## II. PRESENT RESEARCH OF ENERGY SYSTEM'S CONTROL

In the research labs of the Department of Electrical Power Engineering (DEPE) at Faculty of Electrical Engineering and Communication Brno University of Technology is currently realized research about multivalent energy systems. Department's location is  $49^{\circ}13'38.413''N$ ,  $16^{\circ}34'26.217''E$ .

First of them is thermal system, which combines multiple energy sources with accumulation. It consists of gas cogeneration unit, heat pump, solar collector and accumulation tank. Heat from the accumulation tank can be used for covering the part of the heat energy demands of the building where is the DEPE situated.

The second system is the electrical and consists of wind turbine, photovoltaic panels, lead-acid accumulators and the power inverters. The final idea of this concept is to mutually interconnect these energy system. This solution will combine the benefits and provide the possibility to power the heat pump with energy from the renewable sources and improve the efficiency of the entire solution.

The paper was prepared at Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from the Ministry of Education, Youth and Sports of the Czech Republic under NPU I programme (project No. LO1210) and from the Technology Agency of the Czech Republic (project No. TA04021196).

Unfortunately, such complex system causes difficulties within the proper control logic of the energy flows between the individual elements of the system, which will be further more discussed.

### A. Thermal system with accumulation

Thermal system is divided into two parts. The first part is situated in the second floor of the DEPE, and involves the gas cogeneration unit TEDOM connected to the hot water accumulation tank with volume equal to 5000 l. The second part of the system is situated in the laboratory of the renewable energy sources in the seventh floor of the DEPE and consists of the air–water heat pump Schlieger KAW08N3 (7.5 kW delivered power, 2.34 kW supplied power at 2°C air, 35°C water), solar collector, accumulation tank (300 l), heat exchangers and fan coil located on the roof as the heat load. Both parts of the system are connected for the possibility to accumulate the heat produced by the heat pump in the large accumulation tank.

### B. Renewable hybrid energy system

The electrical hybrid energy system is situated on the roof of the DEPE. The system is designed as a combination of three–blade, horizontal axis wind turbine, PV panels and deep cycle gel battery banks suitable for application in solar and wind systems.

Wind turbine Whisper 200 has nominal power 1 kW. It contains permanent magnet synchronous generator (PMSG) with 48 V AC output, connected to the passive 3–phase 6–pulse rectifier and then to the DC/DC regulator (Tristar MPPT-60).

Next part of the system consists of nine photovoltaic panels (Solarwatt M250 60 GET AK), providing the peak power 2250 Wp and connected in three strings to another DC/DC regulator (Tristar MPPT-60). Both DC/DC regulators are connected to the two battery banks (48 V DC, 200 Ah) each consisting of serial connection of four deep cycles gel batteries (FG12-200DG).

Two power inverters (Studer XTM 2600) are working in master-slave mode, providing the AC power from the entire system.

For optimizing the individual energy sources are in the initial part of the research created mathematical models, where can be demonstrated specific properties of these system. Models serves as the base for the additional optimization.

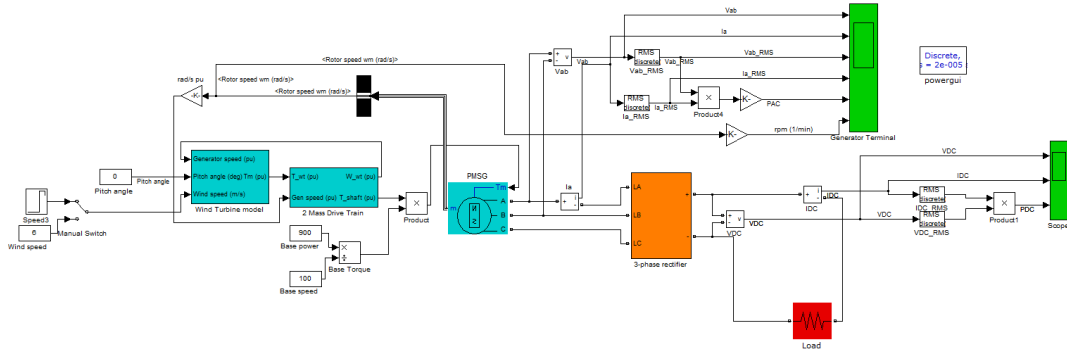


Fig. 1. Simulation model of the three-blade wind turbine with three-phase PMSG

### III. MATHEMATICAL MODELS IN MATLAB SIMULINK

#### A. Wind turbine model with PMSG

For the purposes of the model creation (Schematic on Fig. 1) is used the Matlab Simulink software which contains the SimPowerSystems library instead of modeling individual elements as in [4]. This library contains prepared models of the wind turbine and PMSG which simplifies the modeling process. Similar model has been used in [5].

PMSG model block selected from the SimPower Library implements a three-phase permanent magnet synchronous generator with the sinusoidal electro-magnetic field. It is modeled in the dq rotor reference frame. Stator windings are connected in wye to an internal neutral point. Output from the PMSG is rectified via the six-pulse three-phase diode rectifier and the load is represented by the connected resistor.

#### B. Photovoltaic (PV) panel model

The one diode exponential model with operational temperature effect on the I-V curve is created based on the equations described in [6].

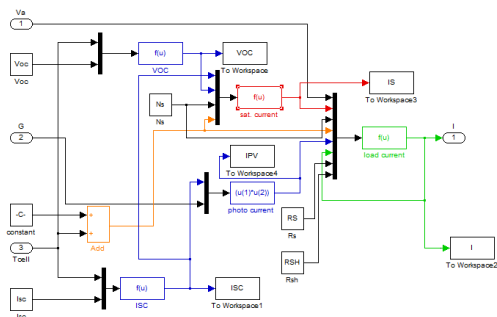


Fig. 2. PV panel model in Matlab Simulink

Result model is shown on the Fig. 2. With the additional research is connected the improvement with considering other

effects on the I-V characteristic and the performance of the photovoltaic panels. Evaluating the effect of wind speed, relative humidity, position of the PV panel will be part of the long-term measurement and processing the data with the use of the neural network model as described in the [7].

Results from the model are the I-V characteristics of the photovoltaic panel. Comparison with the experimentally measured data has been performed (see Fig. 3) to validate the designed model.

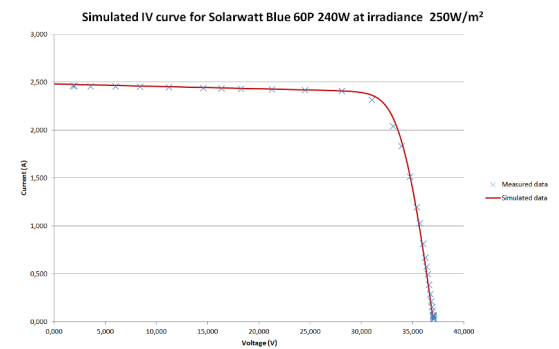


Fig. 3. Comparison of measured data with the simulated I-V curve of the PV panel

#### C. Solar collector model

Proposed model describes a flat plate collector. Input parameters are the following:

- $T_{in}$  – inlet temperature of the collector  $[K]$ ,
- $I$  – irradiance in plate of the collector  $[W \cdot m^{-2}]$ ,
- $T_a$  – ambient temperature  $[K]$ ,
- $F_c$  – volumetric flow rate of the collector  $[m^3 \cdot s^{-1}]$ .

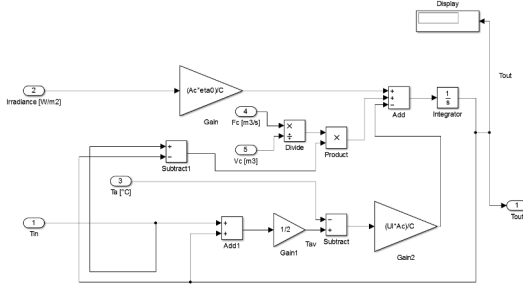


Fig. 4. Model of the flat plate solar collector

These parameters can be changed directly in the program model. Other constants are loaded from the additional file "parameters.m". The constants are:

- $A_c$  – aperture surface of the collector [ $m^2$ ],
- $\eta_o$  – optical efficiency of the collector [ $W$ ],
- $C_f$  – overall heat capacity of the fluid [ $J \cdot K^{-1}$ ],
- $U_L$  – overall heat loss coefficient of the collector [ $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$ ],
- $V_c$  – volume of the fluid in the collector [ $m^3$ ].

Model is based on the following equation:

$$\rho \cdot c_f \cdot V \frac{dT_c}{dt} = I \cdot A_c \cdot \tau \cdot \alpha - U \cdot A_c \cdot (T_{abs} - T_a) + \dot{m} \cdot c_f \cdot (T_c - T_{in}) \quad (1)$$

where:

- $\tau$  [-] and  $\alpha$  [-] are the constants reflecting the material properties of the absorber,
- $I$  is irradiance in plate of the collector [ $W \cdot m^{-2}$ ],
- $A_c$  is aperture surface of the collector [ $m^2$ ],
- $U$  is the heat loss coefficient of collector [ $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$ ],
- $T_{abs}$  is the temperature of the surface of the absorber plate [ $K$ ],
- $T_a$  is the ambient temperature [ $K$ ],
- $\dot{m}$  is the mass flow rate of fluid [ $kg \cdot s^{-1}$ ],
- $c_f$  is the specific heat capacity of fluid [ $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ ],
- $T_c$  is the outlet temperature of the collector [ $K$ ],
- $T_{in}$  is the inlet temperature of the collector [ $K$ ].

Presuming, that the density of the fluid  $\rho$ , specific heat capacity of fluid  $c_f$  and volume  $V$  of the fluid in the collector are constant and don't depend on the temperature.

Block diagram of the model is demonstrated on Fig. 4

Simulation of the part of the system with flat plate collector and heat exchanger has been done and Fig. 5 shows the results of simulated temperatures.  $T_{in}$  and  $T_c$  are the inlet and the outlet temperatures of the collector,  $T_1$  is the temperature in the output of the primary section and output  $T_2$  in the secondary section of the heat exchanger. In the plotted graph is shown the increase of the temperature in the time 0-20 000 s. After that was turned on the circulation pump and the temperature started to decrease until reached the steady state.

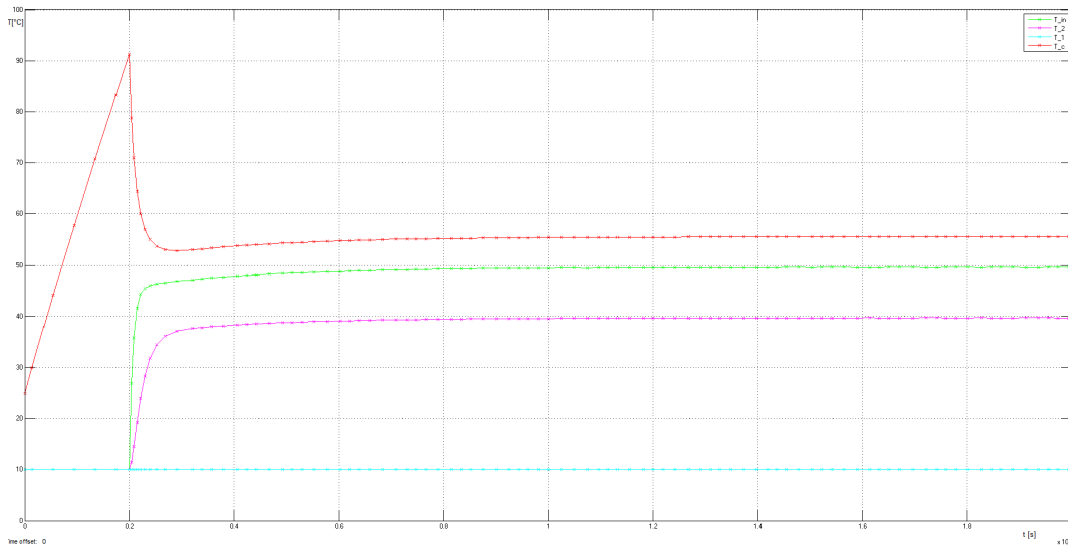


Fig. 5. Simulation result of solar collector model



D. Heat pump model

Basic air-water heat pump circuit diagram shown on the Fig. 6. Model of the heat pump is based on the following equations.

The received heat from the environment by the evaporator, can be expressed:

$$Q_{evap} = q_{air} \cdot c_{air} \cdot (T_1 - T_2) \quad [W] \quad (2)$$

where:

- $q_{air}$  is mass flow of air to evaporator [ $kg \cdot s^{-1}$ ],
- $c_{air}$  specific heat capacity of air [ $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ ],
- $T_1$  and  $T_2$  are input and output temperatures of the air [ $K$ ].

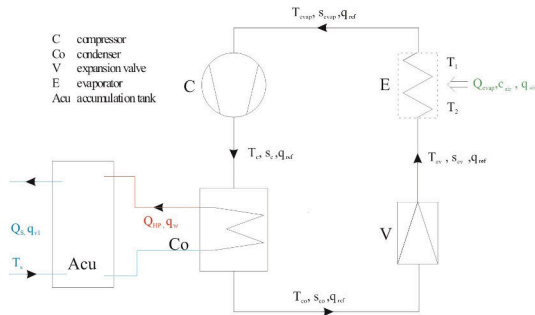


Fig. 6. Air-water heat pump circuit diagram

The energy input of refrigerant into the evaporator can be defined as:

$$Q_{ev} = q_{ref} \cdot s_{ev} \cdot T_{ev} \quad [W] \quad (3)$$

where:

- $q_{ref}$  is mass flow of refrigerant [ $kg \cdot s^{-1}$ ],
- $s_{ev}$  is the entropy of refrigerant behind the expansion valve [ $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ ],
- $T_{ev}$  is temperature of refrigerant behind the expansion valve [ $K$ ].

Thermal power delivered by the compressor:

$$Q_{comp} = q_{ref} \cdot (s_c - s_{evap}) \cdot (T_c - T_{evap}) \quad [W] \quad (4)$$

where:

- $s_c$  is the entropy of refrigerant behind the compressor [ $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ ],
- $s_{evap}$  is the entropy of refrigerant behind the evaporator [ $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ ],
- $T_c$  is temperature of refrigerant behind the compressor [ $K$ ],
- $T_{evap}$  is temperature of refrigerant behind the evaporator [ $K$ ].

Energy level difference of refrigerant in the expansion valve:

$$Q_c = q_{ref} \cdot (s_{co} - s_{ev}) \cdot (T_{co} - T_{ev}) \quad [W] \quad (5)$$

where:

- $s_{co}$  is the entropy of refrigerant behind the condenser [ $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ ],
- $T_{co}$  is temperature of refrigerant behind the condenser [ $K$ ].

Subsequently, the heat flux of the refrigerant entering the compressor can be expressed:

$$Q_{compIN} = Q_{ev} + Q_{evap} \quad [W] \quad (6)$$

Then can be expressed the heat flux input to the storage tank reduced by the efficiency of the heat exchanger, which is here considered equal to 75%:

$$Q_{HP} = \left( \frac{Q_{co} - Q_{evap}}{q_{ref} \cdot \frac{s_{co} + s_c}{2}} \cdot c_w \cdot q_w \right) \cdot 0.75 \quad [W] \quad (7)$$

where:

- $c_w$  is the heat capacity of the water [ $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$ ],
- $q_w$  is mass flow of water that inputs the accumulation tank [ $kg \cdot s^{-1}$ ].

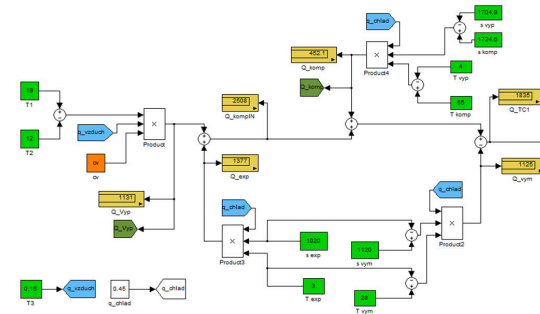


Fig. 7. Part of the heat pump model created in Matlab Simulink

IV. PROBLEMATICS OF ENERGY SYSTEM CONTROL

Following problematics in order with the development of the energy sources in Czech Republic will be solved with the use of the described model and their mutual connection.

With the increased penetration of RES into the distribution network appeared new problems with control of these system and their effect on the distribution system (DS)

A. Operational problems of PV systems

The development of photovoltaic power plants accelerated by such support is over the useful need and possibilities of the power engineering in the Czech Republic and also it is over meeting obligations towards the EU. The development of

renewable power sources is characterized by many doubts such as:

- changes in relevant legislation,
- change the subsidy system,
- changes in prices of individual technologies,
- limited integration of renewable power sources to the electricity network,
- the issue of disproportion between production and consumption from renewable energy sources (RES).

In the Czech Republic, in spite of an important increase in the installed capacity of solar photovoltaic systems legislative measures have been recently adopted that stopped this upward trend. Restrictions for connecting renewable energy sources in the CR are mainly in terms of power system operation. Currently, it is possible to operate the following types of photovoltaic systems:

- Grid-on system
  - Traditional photovoltaic plants connected to the grid, which allows overflow of the electricity produced, if it is not utilized in place of consumption.
  - Among the traditional grid-on PV systems also include the micro PV systems, which usually consist of several photovoltaic panels located for example on the balcony. These systems are equipped of micro-inverter directly on the panel. Even these miniature PV systems working in the parallel operation with the DS and therefore, in practice, the overflow may occur electricity to the DS although it may be at proper design of protective components. This type of PV plant requires connection to a functioning distribution system for its operation.
- Hybrid system
  - Hybrid photovoltaic systems are equipped with battery, charge controller and hybrid inverter. Selected types of hybrid inverters can completely avoid the electricity supply to the distribution system. Hybrid inverters that do not allow this function allow the supply of electricity to the grid – this situation exists where the battery is fully charged and the consumption on site is ensured – that is similar like a grid-on system.
  - Utilization of equipment for optimizing consumption and for minimization of overflows of produced electricity (for example Wattrouter) is not an optimal solution for unauthorized supply to distribution system. The reason is that the uncontrolled supply to the network may cause voltage and frequency fluctuations, or may negatively affect the regulation of small community transformers.
- Island system
  - Island photovoltaic system (grid-off) is not connected to the electricity system. Their op-

eration and connection does not require permission of the distribution system operator.

Currently, in Czech Republic are not supported new installations of PV systems - this is valid for installation as from 2014. If the plant is not operated for business purposes, the law does not require a license from the operator. For business electricity production in power engineering can mark each activity, which involves the supply of electricity to the grid. This also applies to a situation where it is collected green bonus, the purchase price or market price for electricity generated. One of the problems that are currently being solved is the reactive power compensation of photovoltaic power plants.

#### B. Compensation for Photovoltaic Power Plants (PVPP)

In ideal case integration of PVPP into ESS (Electricity Supply System) does not cause downgrade of power quality in access point (point of common coupling). Power quality is expressed by voltage quality. Ideal quality of electric power is achieved if energy is still available; voltage has its rated value, voltage waveform is a harmonic function with rated frequency and particular phases of voltage are symmetric.

Parameters of power quality are the following [8]:

- Root Mean Square (RMS) value of voltage,
- frequency,
- shape of waveform,
- voltage symmetry.

Intensity of affecting these parameters by PV system is determined by short-circuit power of network in point of common coupling (pcc) and PV system. Voltage waveform and phase symmetry is set mainly by a technological quality of inverters and particularly by installation elements of PV system, e.g. low/medium voltage cables, transformers. These parameters are not cared with higher interest because of satisfactory level.

Most substantial parameters are frequency and RMS value of voltage. Network frequency is continuously controlled by dispatching which governs balance between active power production and consumption. PV system belongs among hardly predictive sources linked to weather condition. Therefore it is necessary to identify maximal quota of photovoltaic energy in whole production mix of country with respect to weather changes. At the same time unlimited integration of photovoltaic energy is a new challenge for power engineering such as energy accumulation or fast back-up power supplies.

Monitoring and controlling voltage in ESS is similarly the key aim of power engineering. Method is based on reactive power control in chosen nodes of network. Large photovoltaic plants should be included into controlled nodes but specific manner depends on legislative background. For example photovoltaic plant in Czech Republic above 400 kWp must be equipped by dispatching reactive power control unit which enables to system operator to modify power factor from  $0.85_{ind}$  to  $0.95_{cap}$ . Whole photovoltaic plant has several elements which determine the final character of installation from point of view of reactive power. It is necessary to take

into account following components which are present after pcc: [8]

- invertors,
- low voltage conductors,
- transformers,
- medium voltage cables,
- medium voltage lines,
- capacitor compensating transformers losses.

To obtain total reactive power it is necessary to sum up mentioned power elements with appropriate sign. Final value corresponds with no-load state (when the power flow from power plant to grid equals zero). Particular reactive power elements within PV installation change by escalation of electricity production. And therefore final reactive power of PV system at pcc changes with active power variations. It is practically impossible to draw the specific characteristic of PVE reactive power. Generally the following processes are valid.

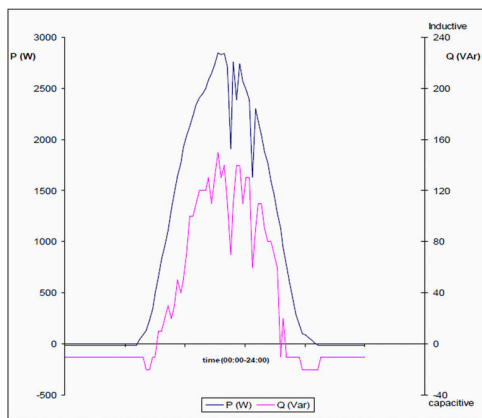


Fig. 8. Typical characteristic of powers (3 MWp PV plant) [8], [9]

Cables and lines become less capacitive by loading and from specific point –natural load of line – they are inductive. Transformers are more inductive by loading. These elements are describable however the most problematic for description is inverter. It is able to keep constant power factor except low loading when the most of them are capacitive. Typical characteristic of centralized photovoltaic power plant of size 3 MWp is on Fig. 8. These characteristics (Fig. 8) correspond with characteristics of photovoltaic plant measured in medium voltage side of transformers. Involvement of MV cable would cause off-set of reactive power curve to more capacitive values. Power compensation for photovoltaic power stations is only one of the important operational criteria, which is especially important in terms of connecting power plants higher performances (above 100 kWp) in the electricity system. The next

basic parameter of the operators of photovoltaic power plant could be operating performance (PR).

## V. CONCLUSION

Paper describes the present research in the field of energy systems modeling and the problematics of their control. With legislative changes in Czech Republic and the high PV power plant installation is next research focused on the optimization processes and their effect on the grid. Specially, the active and reactive power regulation and compensation has the considerable effect on the power quality. Additional research is also focused on the control of the energy flows in smaller PV plants, where is not desirable to allow the energy to be feeded to the grid.

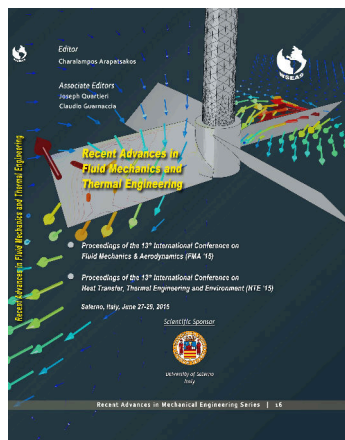
Therefore, creation of the models, their validation and improvement will continue. Models of the entire energy system will provide more complex view on their behavior and helps to optimize the control systems and their logic.

## REFERENCES

- [1] J. Moravek and P. Mastny, "Hybrid renewable energy system - configuration and control," in *Recent Researches in Electric Power and Energy System*, vol. 22. Chania, Crete Island, Greece: WSEAS Press, 2013, pp. 87–92. [Online]. Available: <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2013/Chania/POW/POW-12.pdf>
- [2] J. Moravek, "Experimental hybrid energy system," in *STUDENT EEICT 2014*. Brno: Brno University of Technology, 2014, pp. 93–97.
- [3] J. Moravek and P. Mastny, "Hybrid energy system - optimization and new concept," *Informatyka, Automatyka, Pomiary w Gospodarce i Ochronie Srodowiska*, vol. 1, no. 3, pp. 77–80, 2014, ISSN 2083-0157.
- [4] S. Vijayalakshmi, S. Saikumar, S. Saravanan, R. V. Sandip, and V. Sridhar, "Modelling and control of a wind turbine using permanent magnet synchronous generator," *International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST)*, vol. 3, no. 3, pp. 2377–2384, 2011. [Online]. Available: <http://www.ijest.info/docs/IJEST11-03-03-077.pdf>
- [5] C. N. Bhende, S. Mishra, and S. G. Malla, "Permanent magnet synchronous generator-based standalone wind energy supply system," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 361–373, 2011. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5872080>
- [6] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "Pv panel model based on datasheet values," in *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on*. IEEE, 2007, pp. 2392–2396.
- [7] G. TamizhMani, L. Ji, Y. Tang, L. Petacci, and C. Osterwald, "Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating," in *NCPV and solar program review meeting*, 2003.
- [8] F. Bernath and P. Mastny, "Power factor compensation of photovoltaic power plant," in *Proceedings of the 18th conference - volume 3*. Litera Brno, 2012, pp. 138–142.
- [9] P. Mastny and J. Machacek, "System for measuring and collecting data: results of measuring on combined system," in *Proceedings of the 10th WSEAS International Conference on Mathematical Methods and Computational Techniques in Electrical Engineering*. World Scientific and Engineering Academy and Society (WSEAS), 2008, pp. 192–197.
- [10] M. Kaspírek and D. Mezera, "Vq impact of the renewable distributed energy sources," in *Proceedings of the 14th International Scientific Conference ELECTRIC POWER ENGINEERING 2013*, VSB Technical University of Ostrava, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Department of Electrical Power Engineering. Kouty nad Desnou, May 28-30 2013, ISBN 978-80-248-2988-3.



## A.8 Mathematical Modeling of Basic Parts of Heating Systems with Alternative Power Sources



**Bibliografická citace:** MASTNÝ, P.; MORÁVEK, J.; PITRON, J. Mathematical Modeling of Basic Parts of Heating Systems with Alternative Power Sources. In Recent Advances in Fluid Mechanics and Thermal Engineering. Recent Advances in Mechanical Engineering Series. University of Salerno, Italy: WSEAS Press, 2015. s. 126-131. ISBN: 978-1-61804-311-5.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
Kategorie A105

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl prezentovaný v rámci mezinárodní konference WSEAS – 13th International Conference on Heat Transfer, Thermal Engineering and Environment (HTE'15). Autorův přínos navazuje na dosavadní zkušenosti s modelováním energetických celků a jednotlivých prvků. V rámci článku je prezentován popis solárního systému a sestavených matematických modelů tepelného systému (solární kolektor, tepelný výměník, tepelné čerpadlo).

Prezentované modely tepelných systémů tématicky spadají do oblasti dizertační práce, jelikož hybridní energetický systém využívající kombinaci různých zdrojů s akumulací lze realizovat i prostřednictvím uvedených tepelných zdrojů a akumulčních prvků. Zaměření na tuto oblast výzkumu lze odůvodnit řešením projektů spolupráce s průmyslem na Ústavu elektroenergetiky, do kterých byl autor zapojen. Hlavní důraz je dále kladen na elektrické hybridní systémy.

## Mathematical Modeling of Basic Parts of Heating Systems with Alternative Power Sources

PETR MASTNY, JAN MORAVEK, JIRI PITRON

Brno University of Technology

Department of Electrical Power Engineering

Technická 12, 616 00 Brno

CZECH REPUBLIC

mastny@feec.vutbr.cz, jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz, xpitro00@stud.feec.vutbr.cz

*Abstract:* - In connection with the development and the growing integration of renewable energy sources into energy systems, it is still important to work on options for optimization of energy processes. The issue of energy systems for low energy buildings is currently the basic trend in reducing energy demands of buildings and is in accordance with the requirements of sustainable development. There are defined the conditions for correct approach in the design of energy systems with heat pumps and solar systems and there are presented selected results from the modeling of operational states of this sources.

*Key-Words:* - Energy, Heating, Solar collector, Heat pump, Modeling, Matlab, Alternative energy

### 1 Introduction

Efficient energy use in buildings is one of the primary aims of the current situation in the use of alternative energy sources. One possible way to achieve this set target is to increase the share of renewable energy sources (RES) in buildings. Sustainable systems using renewable power sources can have a positive effect on increasing the reliability of energy supplies and reducing greenhouse gas emissions. Using combined systems consisting of renewable power sources and efficient implementation of related measures in the construction and technology projects, there can be reduced operating and capital costs. [1]

Heat supply systems, using alternative energy sources come to the fore mainly due to the possibility of its perspective application regarding the limits of fossil fuels, decentralization of thermal energy production. Given the fact that the prediction of power supply from systems with alternative energy sources because of its dependence on the operating conditions becomes very difficult, it is necessary regarding design of such systems to follow certain principles. As it is typical for every energy source also renewable energy sources and have its advantages and disadvantages. It is not possible to evaluate such sources in the absolute scale because local conditions may completely exclude some sources, although, according to economic indicators such sources would be favorable. In some cases, the high investment costs offset an extremely low operating costs and minimal maintenance. Subsidies

play an important role for sources with high specific investment costs and lower annual utilization. The operational experience shows that capital-intensive sources generate heat at a favourable price, because they have very high annual utilization. [2]

Regarding energy balance of building structures the decisive factor is the amount of energy needed for heating and hot service water. This is influenced by the fact that to cover the requirements for heating and hot service water the energy consumption is up to 80% from total energy demands of buildings. The remaining amount of energy is consumed in common operation. Regarding the requirement to reduce energy consumption and with parallel introducing new technologies in the field of power sources, the requirements for technological and structural design of new buildings change. Building materials and constructions change and increasingly there emerge concepts of low-energy and passive houses. The most frequently used alternative power sources in our country are solar systems and heat pumps. [1]

#### 1.1 Conception of Heating Systems

As was mentioned the actual design of a thermal system with alternative power sources will also depend on the design of the building and used construction materials. Different principles apply to the designs of systems in masonry buildings and different in wood-based constructions. The research results showed that for light construction (timber

construction) it is advisable to choose a heating system, hot water (low temperature) or direct heating, hot air heating systems in these buildings appear to be unsuitable because of excessive reduction in indoor air relative humidity. Such heating system should be controllable as quickly as possible. General requirements for control measurements in these structures are much more significant issue than in buildings with heavy building materials. In contrast, the brick building is convenient to choose hot or hot-air heating system, while direct heating is unsuitable for this type of buildings because the main disadvantage of such system is the high operating costs primarily associated with large accumulation areas (heavy building materials). Within the modern building constructions the great emphasis is put on ventilation. Where natural ventilation is inadequate, then it is necessary to apply forced ventilation. Units of forced air heating and ventilation may be in these buildings (with heavy constructions) well suited to keep the relative indoor air humidity in standardized and therefore wholesome values. Results of research in the design of energy systems for low energy buildings define the basic conditions for the design.

microclimate, but also on the economics of the operation of the energy system. [2]

## 2 Mathematical Simulation Parts of Heating System

The following sections describe the mathematical models of the solar collector and heat pump prepared for the possibility of verification and optimization of their operating conditions.

### 2.1 Model of Solar Collector

In this part is described the mathematical model of simple flat plate solar collector which works with the divided heat exchanger.

Solar heat systems present the alternative ecological way of heat production. The main focus of this research is aimed on heat produced by the solar thermal collectors, therefore their functions and types are further described.

Simulation of the different states in the heat systems is the important part of their design. Matlab Simulink software is suitable for solving the differential equations describing the dynamic states and behavior of the system. Each element of the system can be taken and described with the use of mathematical relations. Based on that, simulations blocks can be created and further connected. This allows the additional changes of the input parameters, determination of the effects of the linked blocks and estimation of the output parameters without need of the real device. [5]

#### 2.1.1 Mathematical Description of Solar Collector

Solar collectors are designed to absorb solar radiation and convert it into thermal energy. It is necessary to point out that even the collector is important component, the entire system's efficiency depends on the quality of all the components.

An *absorber* is the part of the collector which receives the solar radiation. This is usually black or dark-colored surface. Additional special coating helps to reduce the re-emittance – the amount of the radiation that is lost as the absorber gets hot. These special coating are called the selective coatings. The collector's efficiency can be optimized by a special combination of dark and selective surface and lower absorber temperature. [4]

Absorbers contain manufactured *pipes* or *passageways* in which flows the fluid. The construction of the absorber affects the rate at which is the heat transferred to the fluid. When the fluid

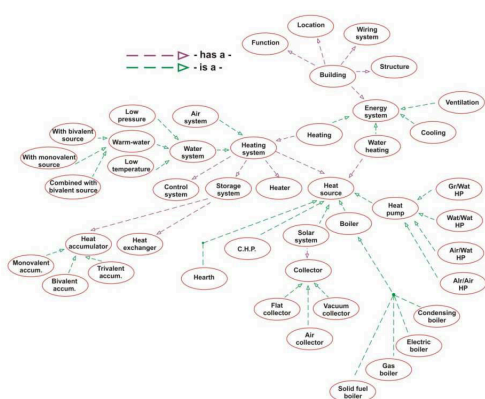


Fig. 1 Taxonomy of basic classes related with the design of energy system [1]

These conditions are based on the defined relations between the building (construction materials, location, local conditions, building orientation) and the energy system, including relations between its components (source type, type of heating system, storage system, control system) – see Fig. 1. The results show that there is a very close correlation between the choice of energy system and the type of low-energy building. The choice of the energy system in the context of the type of construction has an impact not only on the internal

moves through pipes, the natural resistance from the sides of the pipes causes friction. The higher the resistance, the slower the fluid will move and will potentially require a bigger pump.

Next part of the collector is the *cover* (made from glass or plastic) which eliminates the heat losses to the air and protect the selective surfaces from moisture, contaminants, wind and mechanical damage.

For mathematical modeling we have chosen a flat plate collector, where the fluid absorbs the heat from the sun reduced by the heat loss to the ambient air. Schematic diagram is shown on the Fig. 2. [6]

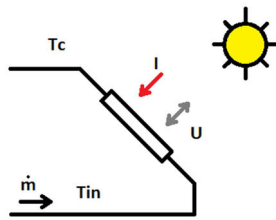


Fig. 2 Schematic diagram of a flat plate collector

Heat absorbed from the Sun can be described by equation (1) and heat losses of collector by equation (2): [5], [7]

$$Q_S = I \cdot A \cdot \tau \cdot \alpha \quad (W) \quad (1)$$

$$Q_L = U \cdot A_c \cdot (T_{abs} - T_a) \quad (W) \quad (2)$$

where

- $\tau$  (-) and  $\alpha$  (-) are the constants reflecting the material properties of the absorber,
- $I$  is irradiance in plate of the collector ( $W \cdot m^{-2}$ ),
- $A_c$  is aperture surface of the collector ( $m^2$ ),
- $U$  is the heat loss coefficient of collector ( $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$ ),
- $T_{abs}$  is the temperature of the surface of the absorber plate ( $^{\circ}C$ ),
- $T_a$  is the ambient temperature ( $^{\circ}C$ ).

In case of the flat plate collector, the heat loss from the top side is prevailing, so we can neglect the other ways.

Heat transferred to the fluid is expressed by the equation (3):

$$Q_F = \dot{m} \cdot c \cdot (T_c - T_{in}) \quad (W) \quad (3)$$

where

- $\dot{m}$  is the mass flow rate of the fluid ( $kg \cdot s^{-1}$ ),
- $c$  is the specific heat capacity of the fluid ( $J \cdot kg^{-1} \cdot ^{\circ}C^{-1}$ ),

- $T_c$  is the outlet temperature of the collector ( $^{\circ}C$ ),
- $T_{in}$  is the inlet temperature of the collector ( $^{\circ}C$ ).

With the use of the equations (1)–(3) can be written the differential equation for the outlet temperature of the collector:

$$\rho \cdot c \cdot V \frac{dT_c}{dt} = I \cdot A \cdot \tau \cdot \alpha - U \cdot A_c \cdot (T_{abs} - T_a) + \dot{m} \cdot c \cdot (T_c - T_{in}) \quad (4)$$

It is presumed, that the density of the fluid  $\rho$ , specific heat capacity of fluid  $c$  and volume  $V$  of the fluid in the collector are constant and don't depend on the temperature.

Simplified temperature of the absorber's surface is calculated as the average according the equation (5):

$$T_{avg} = \frac{T_{in} + T_c}{2} \quad (W) \quad (5)$$

The correction factor [-] reflects the radiative and convective heat loss from the absorber plate.

Equation (4) than can be rewritten into equation (6):

$$\rho \cdot c \cdot V \frac{dT_c}{dt} = I \cdot A \cdot \tau \cdot \alpha \cdot K - U \cdot A_c \cdot K \cdot (T_{avg} - T_a) + \dot{m} \cdot c \cdot (T_c - T_{in}) \quad (6)$$

Following substitution is performed:

- $\tau \cdot \alpha \cdot K$  is substituted with the optical efficiency of the collector  $\eta_o$  (-),
- $U \cdot K$  is substituted with the overall heat loss coefficient of the collector  $U_L$  ( $W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}$ ),
- $\rho \cdot c \cdot V$  is substituted with the overall heat capacity of the fluid  $C$  ( $J \cdot ^{\circ}C^{-1}$ ),
- $\dot{m}$  is substituted with the volumetric flow rate of collector and the density of the fluid  $F_c \cdot \rho$  ( $kg \cdot s^{-1}$ ).

The equation (6) can be rewritten into the equation (7) using the substitution:

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{I \cdot A \cdot \eta_o}{C} - \frac{U_L \cdot A_c}{C} \cdot (T_{avg} - T_a) + \frac{F_c}{V} \cdot (T_c - T_{in}) \quad (7)$$

### 2.1.2 Block diagram in Matlab Simulink

In the Fig. 3 is shown the created model according the equation (7). Input parameters are the following:

- $T_{in}$  – inlet temperature of the collector,
- $I$  – irradiance in plate of the collector,
- $T_a$  – ambient temperature,
- $F_c$  – volumetric flow rate of the collector.

These parameters can be changed directly in the program model. Other constants are loaded from the additional file "parameters.m". The constants are:

- $A_c$  – aperture surface of the collector,



- $\eta_o$  – optical efficiency of the collector,
- $C$  – overall heat capacity of the fluid,
- $U_L$  – overall heat loss coefficient of the collector,
- $V_c$  – volume of the fluid in the collector.

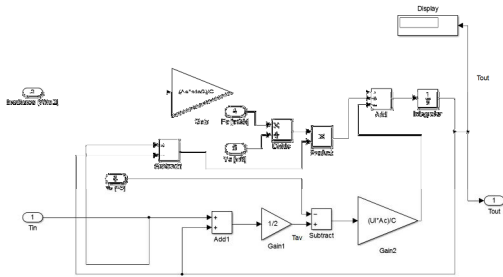


Fig. 3 Block diagram of a flat plate collector

The result from the simulation is the outlet temperature of the collector  $T_c$ .

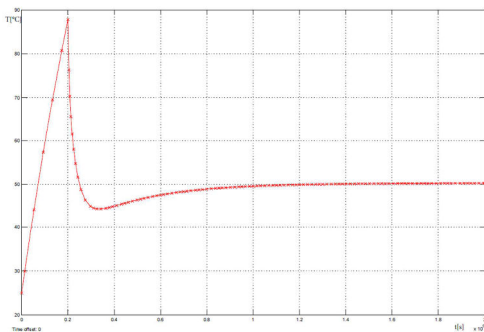


Fig. 4 Simulation result of the  $T_c$

In the Fig. 4 can be seen the simulation result in time from 0–200 000 s. In time 0–20 000 s is the temperature rising because of the zero flow in the collector ( $F_c = 0 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ ). In the time 20 000 s has been turned on the circulation pump and the fluid started to transfer the heat to the heat exchanger.

**2.1.3 Model of Solar System**

Simple solar system consisting of the solar collector and the heat exchanger described by the equations (8) and (9) is presented. Block diagram is shown in the Fig. 5.

$$\frac{dT_1}{dt} = \frac{F_c}{V_1} \cdot (T_c - T_1) - \frac{U \cdot A}{\rho \cdot c \cdot V_1} \cdot (T_1 - T_2) \quad (8)$$

$$\frac{dT_2}{dt} = \frac{F_1}{V_2} \cdot (T_d - T_2) - \frac{U \cdot A}{\rho \cdot c \cdot V_2} \cdot (T_1 - T_2) \quad (9)$$

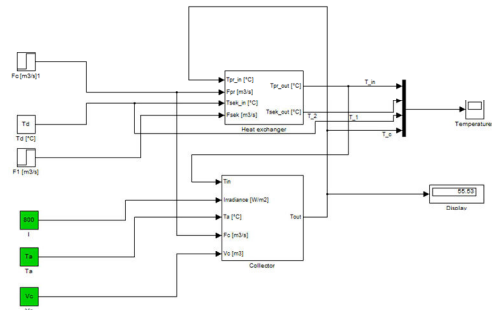


Fig. 5 Block diagram of solar system

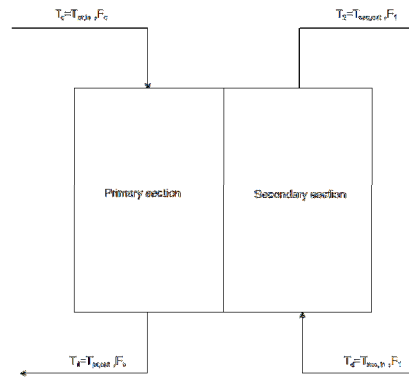


Fig. 6 Diagram of heat exchanger

Heat exchanger is in this case considered as the tank divided into two parts (Fig. 6). Between these partitions is the heat transferred. This simple solution is used in the initial phase of the simulation testing and will be further improved to the accumulation tank that allows the use of multiple energy sources.

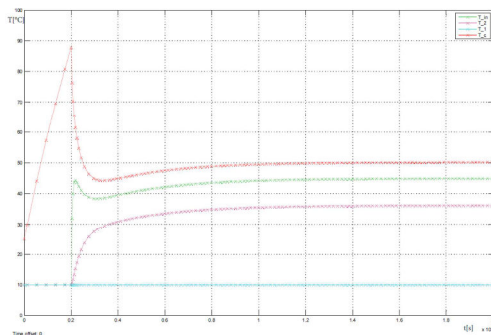


Fig. 7 Simulated results of temperatures in solar system

Fig. 7 shows the results of simulated temperatures in the inlet  $T_{in}$  and outlet  $T_c$  of the collector and also the temperatures in the output  $T_1$  of the primary and output  $T_2$  of the secondary section of the heat exchanger. It is presumed, that the cold water entering the heat exchanger on its secondary side has 10 °C. For the simulation purposes is set the following initial conditions  $(0) = T_a = 25$  °C,  $T_1(0) = T_2(0) = T_{in} = 10$  °C.

## 2.2 Model of Heat Pump

The main function of the HP is to pump heat from low temperature heat sources to high temperature heat sinks, thus providing both comforts heating and cooling. Conventional HP includes basic items such as evaporator, compressor, condenser and expansion (throttling) valve. Those components have different parameters and possess different operational characteristics, particularly under transient conditions. It is conceivable, that the transient behavior of the integrated HP system is quite different from those of the single components. However, it is possible to force the heat from a source at a lower temperature to a sink at a higher temperature using a relatively small quantity of mechanical work.

### 2.2.1 Mathematical Description of Heat Pump

In Fig. 8 is shown the basic monovalent connection of heat pump in energy system with thermal energy accumulation.

The basic criterion for evaluating the operational characteristics of heat pump is heating factor. Heating factor ( $COP$ ) is defined as the ratio of the heat  $Q_{HP}$  (heating capacity) and the energy required for hot swapping of  $W_{EP}$ . It expresses how many times we get more energy than we bring in the form of drive energy (electricity). Energy heating factor can then be defined by a simple equation (10). [3]

$$COP = \frac{Q_{HP}}{W_{EP}} \quad (-) \quad (10)$$

Suggestion of heat pump's simulation has been created with validation on a specific heat pump. However, a description of all the changes which take place in the heat pump circuit specially describing the refrigerant is considerably more difficult. Therefore simulation considers some simplifications.

- In the entire heat pump system is considered a constant mass flow of refrigerant  $q_{ref}$ .
- The simulation calculates the energy value of the sub-components. When some value is changed, the impact on the other calculations in

compliance with precision of the calculation has to be considered.

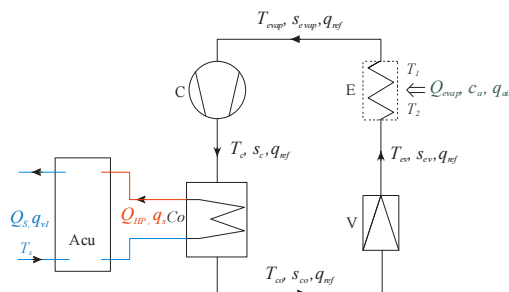


Fig. 8 Technological scheme of heat pump

In this simulation it is necessary to know temperatures between individual sub-components and then enthalpy of the refrigerant can be determined.

The energy of refrigerant entering into an evaporator:

$$Q_{ev} = q_{ref} \cdot s_{ev} \cdot T_{ev} \quad (W) \quad (11)$$

The heat flow received from the environment through the evaporator can be expressed:

$$Q_{evap} = q_{air} \cdot c_a \cdot (T_1 - T_2) \quad (W) \quad (12)$$

Thermal power delivered by the compressor into a refrigerant:

$$Q_{comp} = q_{ref} \cdot (s_c - s_{evap}) \cdot (T_c - T_{evap}) \quad (W) \quad (13)$$

The energy input of refrigerant into the expansion valve:

$$Q_{cond} = q_{ref} \cdot s_{co} \cdot T_{co} \quad (W) \quad (14)$$

Subsequently it can be expressed, that the heat flux input to the storage tank is reduced of the efficiency the heat exchanger, which is around 70-80%.

Equation (14) is used for the calculation as a simplification, because the  $s_{ev}$  and  $T_{ev}$  are not known. It presumes  $Q_{cond} = Q_{evap}$ .

$$Q_{HP} = \left( \frac{Q_{exp} + Q_{evap} + Q_{comp} - Q_{cond}}{q_{ref} \cdot \frac{s_{co} - s_c}{2}} \cdot c \cdot q_s \right) \cdot Q_2 \quad (W) \quad (15)$$

The simulation uses increments of energy obtained by the heat pump. In this simulation the energy inputted to an accumulation tank means that this energy is not dependent on the temperature of water output from the accumulation tank into the

condenser. The calculation of mass flow of hot water into the accumulation tank is determined:

$$q_s = \left( \frac{q_{ref} \cdot \frac{s_{co} - s_c}{2}}{c} \right) (\text{kg s}^{-1}) \quad (16)$$

For equations (11) – (16) are defined the following variables:

- $q_{ref}$ ,  $q_{air}$  - mass flow of refrigerant, air entering into an evaporator ( $\text{kg s}^{-1}$ )
- $q_s$  - mass flow of water input to the accumulation tank ( $\text{kg s}^{-1}$ )
- $s_{ev}$ ,  $s_c$  - entropy of refrigerant behind the expansion valve, the compressor ( $\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ )
- $s_{evap}$ ,  $s_{co}$  - entropy of refrigerant behind the evaporator, the condenser ( $\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ )
- $T_{ev}$ ,  $T_{evap}$  - temperature of refrigerant behind the expansion valve, the evaporator (K)
- $T_c$ ,  $T_{co}$  - temperature of refrigerant behind the compressor, the condenser (K)
- $T_1$ ,  $T_2$  - input and output temperatures of the air (K)
- $c_a$ ,  $c$  - specific heat capacity of air, of water ( $\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ )
- $\eta_c$  - the efficiency of the compressor (-)

### 3 Conclusion

Previously, the theoretical parameters of the solar collector with addition of their simplified mathematical description were described. On this basis were created the mathematical models in Matlab Simulink. Initially, the behavior of the model was briefly demonstrated and is suitable for further validation. For the described model were neglected some of the parameters. For example it is presumed the constant density and specific heat capacity of the fluid. Furthermore were neglected the heat losses of the bottom and sides of the collector, because the heat loss of the top side is the prevailing. In the following research will continue the integration of the solar collector into the model of a solar system with additional energy source. The model of the collector can be extended with other solar heat collectors types, as has been described previously. After that, the difference between the simulated results and values measured on the real device can be compared and evaluated.

By comparing the results obtained from mathematical modeling with real values measured on a physical model of heat pump, it can be stated that

the chosen mathematical description of the heat pump is very close to the real parameters. This mathematical model could then be usable in a practical design for determining the type and the performance of heat pump for a particular object.

#### Acknowledgments

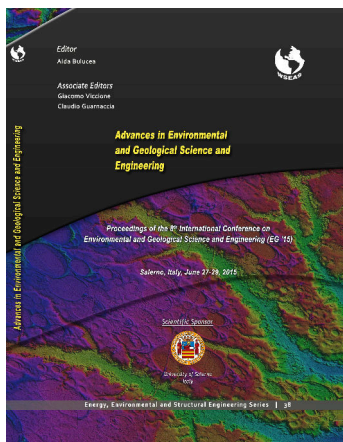
The paper was prepared at Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from the Ministry of Education, Youth and Sports of the Czech Republic under NPU I program (project No. LO1210) and from the Technology Agency of the Czech Republic (project No. TA04021196) and BUT Specific Research Program (project No. FEKT-S-14-2520).

#### References:

- [1] Mastný, P.; Mastná, Z. Utilization of Alternative Energy Sources in Low- energy Buildings. *In Recent Research in Environment, Energy Systems and Sustainability*. University of Algarve, Faro, Portugal: WSEAS Press, 2012. p. 170-176.
- [2] Mastný, P.; Mastná, Z. Energy Systems for Modern Buildings. *In Recent Advances in Environmental Science*. Lemosos, Cyprus: WSEAS Press, 2013. p. 53-58.
- [3] Mastný, P.; Mastná, Z. Software Support for the Design of Energy Systems in Low Energy Buildings - Operating characteristics of Energy Systems. *In Proceedings of the 12th International Scientific Conference Electric Power Engineering*, TU Ostrava, 2011.
- [4] Laughton, C. *Solar domestic water heating*, Washington, DC, 2010, 245 pp.
- [5] Buzás, J.; Farkas, I.; Biró, A.; et al.: Modeling and simulation aspects of a solar hot water system. *In Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 48, issue 1, 1998: pp. 33–46.
- [6] Mehalic, B.: Home Power: *Flat-Plate & Evacuated-Tube Solar Thermal Collectors*. 2009, <http://www.homepower.com/articles/solar-water-heating/equipmentproducts/flat-plate-evacuated-tube-solar-thermal-collectors>.
- [7] Popov, P.: *Design of Flow rate Control of Solar System*. Master's thesis, Brno University of Technology, Brno, 2008.
- [8] Mocanu, C., Uzuneanu, K., Freitas, J., Martins, J., Tasma, D. Modeling a Solar Energy System for Required Heat and Electricity of a House, *In Recent Researches in Automatic Control and Electronics*, France, April 2 – 4, 2012.



## A.9 Current Status of the Potential Induced Degradation in Czech Republic



**Bibliografická citace:** MASTNÝ, P.; MORÁVEK, J.; VRÁNA, M.; PITRON, J. Current Status of the Potential Induced Degradation in Czech Republic. In *Advances in Environmental and Geological Science and Engineering. Energy, Environmental and Structural Engineering Series*. Salerno, Italy: WSEAS Press, 2015. s. 78-83. ISBN: 978-1-61804-314-6.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
Kategorie A105

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek prezentovaný na mezinárodní konferenci WSEAS – 8th International Conference on Environmental and Geological Science and Engineering (EG '15) popisuje trend rozvoje FV systémů v ČR v souvislosti s legislativními změnami. Ze strany provozovatelů FVE je kladen důraz na optimalizaci a detekci defektů na stávajících instalacích.

Autoři článku shrnují výsledky provozních měření na FV instalacích se zaměřením na diagnostiku defektu typu PID (Potential Induced Degradation). Autor dizertační práce se významně podílel na realizaci provedených měření v terénu a zpracování měřených dat, přičemž vytvořil vlastní skripty v programu Matlab pro zpracování měřených dat.

Přínosem provozních měření v terénu je především významné rozšíření znalostí a povědomí autora dizertační práce o principech a chování FV zdrojů, které se následně uplatnily v oblasti validace vytvořených modelů FV článku.

Publikovaný článek byl editorem sborníku konference doporučen pro publikování rozšířené verze v impaktovaném časopise *Energies*.

## Current Status of the Potential Induced Degradation in Czech Republic

PETR MASTNY, JAN MORAVEK, MICHAL VRANA, JIRI PITRON

Brno University of Technology  
Department of Electrical Power Engineering  
Technická 12, 616 00 Brno  
CZECH REPUBLIC

mastny@feec.vutbr.cz, jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz,  
xvrana10@stud.feec.vutbr.cz, xpitro00@stud.feec.vutbr.cz

*Abstract:* - In connection with the development and the growing integration of renewable energy sources into energy systems, it is still important to acquire knowledge concerning the vice of their operational characteristics. Article is focused on the operation of photovoltaic power plants in the conditions of the Czech Republic. It describes the practical experience with in-field inspection and measurements.

*Key-Words:* - Photovoltaic, Degradation, Testing, Reliability, Operational Diagnostics, PID

### 1 Introduction

In the Czech Republic (CR), in spite of an important increase in the installed capacity of solar photovoltaic (PV) systems legislative measures have been recently adopted that stopped this upward trend. Restrictions for connecting renewable energy sources in the CR are mainly in terms of power system operation.

Currently, it is possible to operate the following types of photovoltaic systems:

- Grid-on system
  - Traditional photovoltaic plants connected to the grid, which allows overflow of the electricity produced, if it is not utilized in place of consumption.
  - Among the traditional grid-on PV systems also include the micro PV systems, which usually consist of several photovoltaic panels located for example on the balcony. These systems are equipped of micro-inverter directly on the panel. Even these miniature PV systems working in the parallel operation with the DS and therefore, in practice, the overflow may occur electricity to the DS although it may be at proper design of protective components. This type of PV plant requires connection to a functioning distribution system for its operation.
- Hybrid system
  - Hybrid photovoltaic systems are equipped with battery, charge controller and hybrid inverter. Selected types of

hybrid inverters can completely avoid the electricity supply to the distribution system. Hybrid inverters that do not allow this function allow the supply of electricity to the grid – this situation exists where the battery is fully charged and the consumption on site is ensured – that is similar like a grid-on system

- Utilization of equipment for optimizing consumption and for minimization of overflows of produced electricity (for example Wattrouter) is not an optimal solution for unauthorized supply to distribution system. The reason is that the uncontrolled supply to the network may cause voltage and frequency fluctuations, or may negatively affect the regulation of small community transformers.
- Island system
  - Island photovoltaic system (grid-off) is not connected to the electricity system. Their operation and connection does not require permission of the distribution system operator. Within the island system can occur the frequency deviations according to the generated power, which can have negative effect on rotation machines. This depends also on the quality of used inverters and their fast response time.

The development of photovoltaic power plants accelerated by such support is over the useful need and possibilities of the power engineering in the

Czech Republic and also it is over meeting obligations towards the EU.

In accordance with the Directive of the European Parliament and Council 2009/28/EC there were defined the target values of the quota of renewable sources and the method of its calculation. According to the mentioned directive there must be in CR by 2020 covered the energy produced from renewable sources 13% of all energy consumption (heating and cooling energy, electricity, fuels for transport). It is

the fact that the distribution of fixed quota of RES in the various types of energy is the responsibility of every state within EU. [1]

In Fig. 1 is shown the progress of installed performance of PV systems in CR for the period 2007 to 2014. It is seen that between years 2009 to 2011 was the increase of installed power of PV systems very dynamic. The reason was the high state support in the purchase prices of the electricity produced from this energy source.

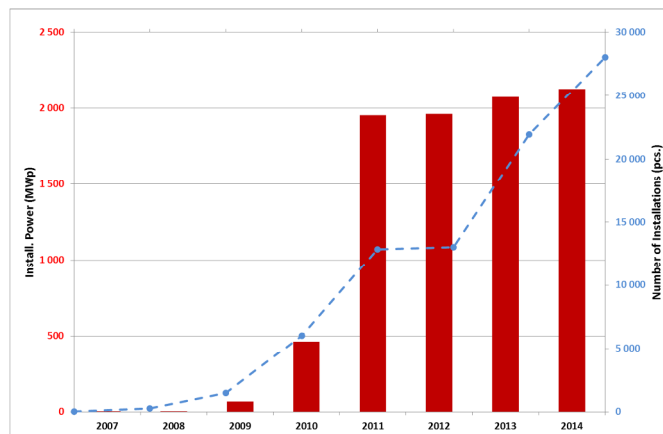


Fig. 1 Development of PV installations in Czech Republic (2007 – 2014) [6]

Currently, in Czech Republic are not supported new installations of PV systems - this is valid for installation as from 2014. If the plant is not operated for business purposes, the law does not require a license from the operator. For business electricity production in power engineering can mark each activity, which involves the supply of electricity to the grid. This also applies to a situation where it is collected green bonus, the purchase price or market price for electricity generated.

Mainly because of high installed capacity of PV power plants and also regarding decreasing investors' efforts there were set new purchase prices of electricity produced from such sources. For illustration is in the Fig. 2 shown the development of purchase price between the years 2005 to 2014.

Regarding the new measures there are by the operators increasingly controlled technical and operational parameters of photovoltaic power plants.

For most PV power plants there is by a supplier guaranteed five-year warranty on mechanical properties of panels and 25 years on performance

parameters. However, there are many possibilities when PV panels do not match the declared parameters, which have a negative impact on overall energy and economic efficiency of operated photovoltaic power plant.

The main causes of defects in the PV panels can be divided into several categories:

- Different technological level of production regarding producers.
- Mechanical damage for example during transportation.
- Effect of adverse environmental impacts.
- Improper installation of the PV system.

## 2 Potential Induced Degradation

In connection with efforts to increase the efficiency of energy production from photovoltaic power plants in the Czech Republic began at the end of the year 2014 the discussion about the problem of performance degradation of PV modules

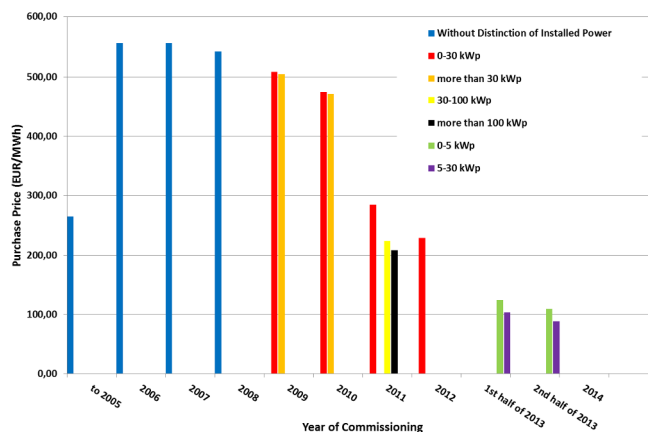


Fig. 2 Development of purchase prices between years 2005 to 2014 in CR [6]

consequence the high voltage stress (Potential Induced Degradation - PID). PID is a phenomenon that's been existing for several years. It is a problem occurring on many photovoltaic panels resulting to a downgraded performance of solar panels. PID was first recognized in 1970's and from then on, a lot of studies have been geared towards assessing the causes of this occurrence.

Based on studies carried by several significant institutions (NREL, SolarEnergy, EERE, PI Berlin) have been defined the conditions and causes of PID: [7]

- Environmental factors.
  - Relative humidity.
  - Temperature.
- System factors.
  - At the system level, the most significant impacts are the modules voltage potential and sign, which depend on both the modules position in the array and the system grounding topology. There are numerous considerations affecting system and inverter classification, but for the purposes of PID, the inverter can be classified based on the voltage experienced by the arrays. PID is most often associated with a negative voltage potential to ground.
- Module factors.
  - The choice of glass, encapsulation, and diffusion barriers has all been shown to have an impact on PID.
- Cell factors.

The domain pathway to cause PID is via the front sheet as glass to the frame. Higher leakage currents can be caused by water entering the solar module causing the encapsulation material to become more conductive. So far the potential degradation mechanism is not monitored by the typical PV tests listed in IEC 61215. [8] It is known that metal ions such as Na<sup>+</sup> formed from the oxides of the module glass can drift toward the cell if the cell is biased negatively. [9]

But there is also the standard IEC 61646. Both standards have a similar testing sequence and they differ only on the requirements for power degradation. In the IEC 61646 standard is included a further final investigation to evaluate the effect of power degradation due to light exposure (LID – Light Induced Degradation).

As the actual progress of PID detection became more desirable, simple in-field methods which can adequately confirm the PID are tested.

Measuring of the insulation resistivity by use of high voltage, can be one of the ways that can indicate the PID. [4]

Another way is using intelligent PV module analyzers (such as TIGO), where is evaluated the actual power of each panel in the string, and is automatically detected the decrease in the power production. Disadvantage of this solution is the additional investments on the installation.

As a compromise can be considered the on-site measurements of operational parameters, which, if properly done, can indicate multiple faults within the PV plant installation.

Based on the available information, there have been several operational measurements at various



PV installations in the country. The results of these measurements and subsequent analyzes far indicate that the incidence of PID in our conditions is very low. Demonstration of analysis process measurement and discussion of the results is discussed in the next section of this paper.

### 3 Operational Measurements

In order to detect the faults and defect in the PV plants installations, the proper inspection and validation of the available documentation should be performed prior to the measurements.

The following methods are generally used for PV panel's diagnostics:

- Infra-red camera – Suitable for detecting defects on the cell level of the PV panel.
- Electroluminescence imaging – Used for detecting the defects in the structure of the cell which are not detectable by visual inspection.
- Flash tester – Allows the I-V curve measurements under artificial and controlled condition.
- Operational I-V characteristic measurement – Uses special analyzers to determine the panel's parameters.

#### 3.1 Inspection According to the Standard ČSN EN 62446

The standard ČSN EN 62446 [2] sets basic requirements and a description of the documentation. It describes a procedure for inspection of the DC wiring, surge protectors, AC system, recommendation regarding the setting and wiring of the inverter. Furthermore, there are requirements for safety, signs and labels. During the initial inspection, in case of loss of documentation or periodic inspection, the check of the string wiring and proper polarity, measuring of the voltage at open circuit and short circuit current should be performed. Correct settings of the protections should be verified.

Operational measurements to check of the maximum power point tracker (MPPT) function, measuring the parameters in maximum power point, to compare string power with another or with expected values can be used to analyze the real state of the power plant. The measurements must be performed with the stable ambient conditions during the measurements. The standard IEC 61215 considers the condition stable, when there is change

of the irradiation lower than 5% during the measurement.

The output of the initial or periodic inspection is the protocol, with the measured values and completed checklist. The model protocol and checklist are the appendices of the ČSN EN 62446 standard. The infra-red (IR) camera testing is recommended as the additional method for inspection.

#### 3.2 Description of the Inspection Performed on the 600 kWp PV Plant

The inspection has been performed due to lower revenues, which could have been caused by PID. The PV plant contained polycrystalline PV panels connected in strings of 17-18 panels. Neither of the DC poles has been grounded. During the inspection have been measured I-V curves of the individual strings. In case of the suspicious strings with lower power have been measured individual panels in affected string.

For measuring of the I-V curves has been used the Metrel MI3108 Eurotest PV, that measured the I-V curves, temperature of the panel, and irradiation.

Results of the measured parameters are shown in Table 1. It can be seen, that the panels parameters do not match the nominal values. The  $I_{sc}$  is higher than it is intended to be. Also, the maximum power is about 7% lower than its nominal value.

Table 1 Nominal and measured parameters of the tested PV panel at STC

$I_{sc,nom}$	7.98 A	$I_{sc,STC}$	8.59 A
$U_{oc,nom}$	43.8 V	$U_{oc,STC}$	43.1 V
$I_{mpp,nom}$	7.63 A	$I_{mpp,STC}$	7.96 A
$U_{mpp,nom}$	36.7 V	$U_{mpp,STC}$	33.0 V
$P_{mpp,nom}$	280 W	$P_{mpp,STC}$	260 W

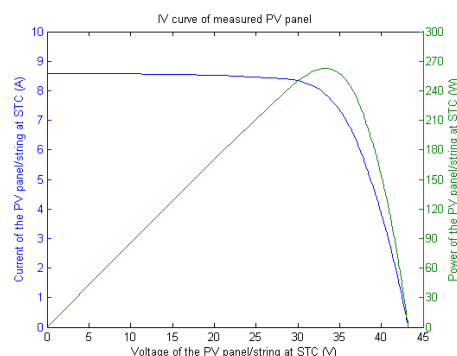


Fig. 3 I-V curves of the tested PV panel

The example of the measured I-V curve is shown in the Fig. 3. There is no mismatch on the curve caused by the defects or shadowing of the panel.

The results of measured power in maximum power point ( $P_{mpp}$ ) recalculated according ČSN EN 62446 to the standard test condition (STC) values and the percentage difference compared to the nominal value of the panel which is 280 Wp are shown in the Table 2.

Results of 1<sup>st</sup> string indicate no problem in the string. The decrease of PSTC varies randomly and probably is caused by the differences during the manufacturing.

The 2<sup>nd</sup> string indicated lower power in string measurements. During measuring the individual panels has been found out, that the string contained defect panel.

The difference compared to its nominal value is 75%. The bypass diodes of the panel have working properly therefore has been recommended to change this defect panel.

The 3<sup>rd</sup> string has been found out the global decrease of the STC power. This could be caused by degradation of the panels or dust. Also has been detected the loose connector, that didn't provide adequate interconnection.

The inspection also confirmed, that there are additional defects, maintenance and design errors on the panels. Example of defects and improper mounting can be seen on Fig. 4 and Fig. 5. The error of design is in the parallel interconnection of three strings on each inverter. During inspection have been detected parallel connections of strings with different number of panels in series.

Table 2 Results of measuring the  $P_{STC}$  of individual panels in selected strings

String 1			String 2			String 3		
	$P_{STC}$ (Wp)	$\Delta P$ (%)		$P_{STC}$ (Wp)	$\Delta P$ (%)		$P_{STC}$ (Wp)	$\Delta P$ (%)
Panel 1	269.3	-3.82	Panel 1	258.0	-7.86	Panel 1	254.3	-9.18
Panel 2	263.3	-5.96	Panel 2	262.0	-6.43	Panel 2	258.2	-7.79
Panel 3	258.7	-7.61	Panel 3	257.4	-8.07	Panel 3	259.6	-7.29
Panel 4	259.4	-7.36	Panel 4	262.0	-6.43	Panel 4	259.7	-7.25
Panel 5	262.2	-6.36	Panel 5	70.0	-75.00	Panel 5	257.6	-8.00
Panel 6	269.8	-3.64	Panel 6	259.8	-7.21	Panel 6	262.1	-6.39
Panel 7	274.8	-1.86	Panel 7	267.9	-4.32	Panel 7	259.1	-7.46
Panel 8	288.3	2.96	Panel 8	267.0	-4.64	Panel 8	254.9	-8.96
Panel 9	291.6	4.14	Panel 9	262.1	-6.39	Panel 9	255.1	-8.89
Panel 10	298.6	6.64	Panel 10	272.2	-2.79	Panel 10	254.7	-9.04
Panel 11	281.9	0.68	Panel 11	268.4	-4.14	Panel 11	262.2	-6.36
Panel 12	270.2	-3.50	Panel 12	271.0	-3.21	Panel 12	256.5	-8.39
Panel 13	275.1	-1.75	Panel 13	273.2	-2.43	Panel 13	260.2	-7.07
Panel 14	267.3	-4.54	Panel 14	271.3	-3.11	Panel 14	260.4	-7.00
Panel 15	269.3	-3.82	Panel 15	270.4	-3.43	Panel 15	263.9	-5.75
Panel 16	271.2	-3.14	Panel 16	268.0	-4.29	Panel 16	265.9	-5.04
Panel 17	271.2	-3.14	Panel 17	267.5	-4.46	Panel 17	261.1	-6.75
$\Sigma$	4 642.2		$\Sigma$	4 328.2		$\Sigma$	4 405.5	
			Legend (%)					
			-10	-5	0	5	10	



Fig. 4 Improper panel mounting

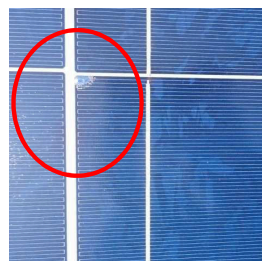


Fig. 5 Delamination in the structure of the panel

#### 4 Conclusion

According to the actual state of PV power plants in CR, when new installations are no more installed, the main goal is to increase the operational efficiency of the existing installations.

The current research is focusing on degradation of the panels and their parameters validation, so the PV plants meet their designed values. Nevertheless, improper maintenance, low quality design and components, can result into severe energy drops, that reduces the effectivity of entire power plant. The methods of detecting the faults and evaluation of the PV plants parameters are presented in the paper. Additional research is connected with detection of the PID, its proper detection and evaluation of the energy losses caused by the defects and faults in the PV plant's installation.

Current results of operating measurement for PV installations in the Czech Republic show a very low incidence of PID. We believe that this is mainly due to the specific operating conditions in the Czech Republic (environmental aspects) and also the due the fact that most of PV systems are operated mainly at voltages up to 1000 V DC.

#### Acknowledgments

The paper was prepared at Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from the Ministry of Education, Youth and Sports of the Czech Republic under NPU I programme (project No. LO1210) and from the Technology Agency of the Czech Republic (project No. TA04021196) and BUT specific research programme (project No. FEKT-S-14-2520).

#### References:

- [1] Ptacek, J., Modlitba, P., Spacek, T., Possibilities of electricity production from RES within conditions of CR regarding liabilities towards EU, *Conference CK CIRED 2010*, Czech republic 2010, pp. 1 – 9.
- [2] ČSN EN 62446. *Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection*, Geneva: IEC, 2010.
- [3] ČSN EN 60891. *Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*, Geneva: IEC, 2009.
- [4] Saly, V.; Vary, M.; Packa, J; Perny, M. Electrical Characterization of PV Modules after Three Years of Operation. In *Proceedings of the 16th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2015*, VSB Ostrava, 2015, pp. 484-487, ISBN 978-1-4673-6787-5.
- [5] Bastidas, R., Petrone, J.D., Paja, R., C.A., Spagnuolo, G., Photovoltaic modules diagnostic: An overview. *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. pp. 96-101. DOI: 10.1109/IECON.2013.6699117, ISBN 978-1-4799-0224-8.
- [6] WWW pages of Energy Regulatory Office of the Czech Republic, [www.eru.cz](http://www.eru.cz), cit. 22<sup>nd</sup> May, 2015.
- [7] WWW pages of Advanced Energy, *Understanding Potential Induced Degradation*, [www.advanced-energy.com](http://www.advanced-energy.com), cit. 10<sup>th</sup> May, 2015.
- [8] IEC 61215, *Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules - Design Qualification and Type Approval*, IEC, Geneva, 2005.
- [9] Carlson, D. E., *et al.*, Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 11, No. 6, 2003, pp. 377- 386.
- [10] Mastny, P., Machacek, J., System for Measuring and Collecting Data - Results of Measuring on Combined System, *10th WSEAS Int. Conf. on Mathematical Methods and Computational Techniques in Electrical Engineering*, Sofia, Bulgaria, 2008, pp. 192-197.
- [11] Milea, L., Otlu, O., Teodorescu, C., Muntean, V., Stoian, M., Photovoltaic Energetic System – Design and Implementation, *12th WSEAS International Conference on Systems*, Greece 2008, pp. 372 – 375.
- [12] Peeters, E., Van Bael, J. A Real Life Analysis of Small Scale Photovoltaic Installations, *Proceedings of the 2nd IASME / WSEAS International Conference on Energy & Environment (EE'07)*, Portoroz, Slovenia, May 15-17, 2007, pp. 158 – 162.
- [13] Mastny, P., Radil, L., Mastna, Z. Possibilities of PV Panels Defects Identification and Determination of its Effect on the Economy of Photovoltaic Power Plants Operation. In *Mathematical Models and Methods in Modern Science*. Puerto De La Cruz, Spain, WSEAS Press. 2011. p. 233 - 238. ISBN 978-1-61804-055-8.



## A.10 Practical Experience of Operational Diagnostics and Defectoscopy on Photovoltaic Installations in the Czech Republic



**Bibliografická citace:** MASTNÝ, P.; MORÁVEK, J.; DRÁPELA, J. Practical Experience of Operational Diagnostics and Defectoscopy on Photovoltaic Installations in the Czech Republic. ENERGIES, 2015, č. 8, s. 11234-11253. ISSN: 1996-1073.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
MetRVVI A102

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Rozšířená verze předchozího článku publikovaná v impaktovaném Open Access časopisu Energies – vydavatel MPDI AG, Impact Factor: 2.077 (2015). V rámci článku jsou podrobně rozebrány příčiny vzniku defektu typu PID a uvedeny možnosti jeho detekce. Dále jsou uvedeny výsledky prohlídek a provozních měření šesti vybraných FV elektráren, přičemž na všech měřeních se autor dizertační práce podílel, zpracoval a analyzoval výsledná data. Provedené prohlídky a měření na uvedených FVE nepotvrdily defekt typu PID a jako příčinu poklesu výkonnosti bylo možné označit projektové chyby a zanedbanou nebo nesprávnou údržbu.

Získané zkušenosti byly dále využity při tvorbě náplně školení a zajištění zkoušky v rámci kvalifikačního standardu Národní soustavy kvalifikací – Elektromontér fotovoltaických systémů realizované pod MPO. Autor dizertační práce působí jako člen lektorského sboru při školení uchazečů o tuto kvalifikaci a podílí se na zajištění praktické zkoušky pro udělení odpovídajícího osvědčení.

*Energies* **2015**, *8*, 11234–11253; doi:10.3390/en81011234

OPEN ACCESS

**energies**

ISSN 1996-1073

www.mdpi.com/journal/energies

*Article*

## **Practical Experience of Operational Diagnostics and Defectoscopy on Photovoltaic Installations in the Czech Republic**

**Petr Mastny \***, **Jan Moravek** and **Jiri Drapela**

Department of Electrical Power Engineering, Brno University of Technology, Technicka 12, Brno 61600, Czech Republic; E-Mails: jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz (J.M.); drapela@feec.vutbr.cz (J.D.)

\* Author to whom correspondence should be addressed; E-Mail: mastny@feec.vutbr.cz; Tel.: +420-541-146-213.

Academic Editor: Tapas Mallick

*Received: 12 August 2015 / Accepted: 30 September 2015 / Published: 12 October 2015*

---

**Abstract:** Fundamental changes concerning the development of photovoltaic (PV) installations in the Czech Republic (CR) have occurred after 2010. The limits (and subsequent termination) of support for the newly installed PV power plants (cancellation of purchase prices for produced electricity) were the most important. This change of approach was advised by the relevant state authorities before the end of the year 2010 and resulted in a massive increase in PV installations during 2010. The goal of investors was to get more favorable conditions for the purchase of the electricity produced. A considerable amount of PV installations had been registered by the end of 2010, which do not reach the projected operating performance—this is caused by errors during installation and in many cases by inappropriately used (poor quality) components. This paper is focused on the operation of PV power plants in the conditions of the CR. A final analysis of the operational measurements performed and potential approaches and methods applicable to operational diagnosis of defects on PV panels are presented. A brief mention is also made of the economic situation of PV systems operating in the current legislative conditions in the CR.

**Keywords:** photovoltaic (PV); degradation; testing; reliability; operational diagnostics; potential induced degradation (PID); defectoscopy

---

## **1. Introduction**

In the Czech Republic (CR), in spite of an important increase in the installed solar photovoltaic (PV) system capacity, legislative measures have recently been adopted that have stopped this upward trend. Restrictions on connecting renewable energy sources in the CR are mainly in terms of power system operation.

Secondary objectives of the legislative measures have been to reduce government expenditure on this type of energy source, and to straighten relations between individual energy sources (establishment of competitive environment without preference for Renewable Energy Sources (RES)). Currently, it is possible to operate the following types of PV systems [1,2]:

- Grid-on system
  - Traditional PV plants connected to the grid, which allows an overflow of the electricity produced, if it is not utilized in the place of consumption.
  - The traditional grid-on PV systems also include the micro PV systems, which usually consist of several PV panels located, for example, on the balcony. These systems are equipped with a micro-inverter directly on the panel. Even these miniature PV systems work in parallel operation with the Distribution System (DS) and therefore, in practice, overflow of electricity to the DS may occur and this may happen even a proper design of protective components. This type of PV plant requires connection to a functioning distribution system for its operation.
- Hybrid system
  - Hybrid PV systems are equipped with battery, charge controller and hybrid inverter. Selected types of hybrid inverters can completely avoid supplying electricity to the distribution system. Hybrid inverters that do not allow this function allow the supply of electricity to the grid—this situation exists where the battery is fully charged and the consumption on site is ensured—this is similar to a grid-on system.
  - Utilization of equipment for optimizing consumption and minimizing the overflow of produced electricity (for example Wattrouter) is not an optimal solution to unauthorized supply to the DS [3]. The reason is that uncontrolled supply to the network may cause voltage and frequency fluctuations, or may negatively affect the regulation of small community transformers [4,5].
- Island system
  - Island PV systems (grid-off) are not connected to the electricity system. Their operation and connection do not require permission of the distribution system operator. Within the island system, frequency deviations can occur depending on the power generated, which can have negative effect on rotating machines. This also depends on the quality of the inverters used and their fast response time [5,6].

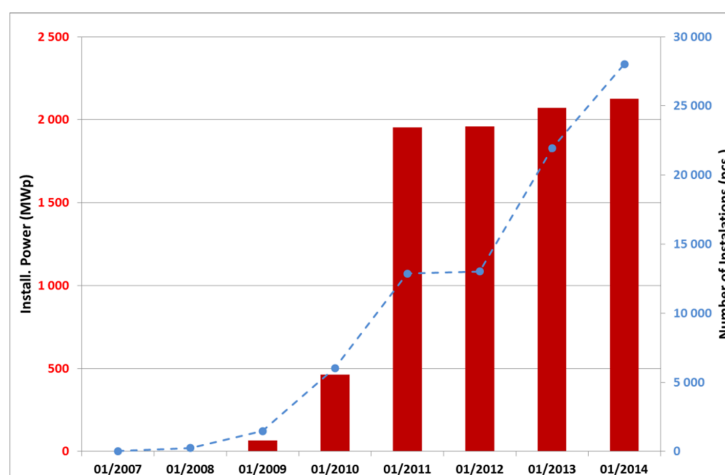
The development of PV power plants accelerated by such support exceeds the useful need and possibilities of power engineering in the CR and also the obligations towards the EU. In accordance with the Directive 2009/28/EC of the European Parliament and Council, the target values of the quota

of renewable sources and the method of its calculation were defined. According to the Directive mentioned, the energy produced in CR from RES must by 2020 cover 13% of all energy consumption (heating and cooling energy, electricity, fuels for transport). In fact, the distribution of the fixed quota of RES in the various types of energy is the responsibility of each country within EU [7].

Figure 1 shows the progress of installed performance of PV systems in CR for the period from 2007 to 2014. It can be seen that between the years 2009 and 2011 the increase in installed power of PV systems was very dynamic. The reason was the high state support in the purchase prices of the electricity produced from this energy source.

Currently in the CR, no new installations of PV systems are supported—this is valid for installation as from 2014. If the plant is not operated for business purposes, the law does not require a license from the operator. Commercial electricity production involves any activity that supplies electricity to the grid. This also applies to a situation where green bonus, the purchase price or market price is collected for electricity generated.

Mainly because of the high installed capacity of PV power plants and also with regard to investors' decreasing efforts, new purchase prices of electricity produced from such sources were set. For illustration, the development of the purchase price between the years 2005 and 2014 is shown in Figure 2.

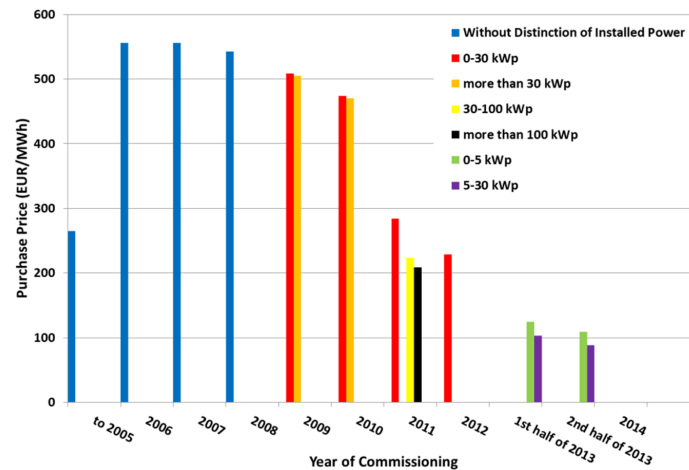


**Figure 1.** Development of photovoltaic (PV) installations in the Czech Republic (CR) (2007–2014) [8].

In connection with the new measures, the requirements for technical and operational parameters of PV power plants have increased.

For most PV power plants, the supplier gives a 5-year warranty on the mechanical properties of panels and 25-year warranty on performance parameters. However, there are many possibilities when PV panels do not match the declared parameters, which have a negative impact on overall energy and economic efficiency of operated PV power plant [5,9].





**Figure 2.** Development of purchase prices between the years 2005 and 2014 in CR [8].

The main causes of defects in PV panels can be divided into several categories [10,11]:

- A different technological level of panel production by different producers.
- Mechanical damage, for example during transportation.
- Effect of adverse environmental impacts.
- Improper installation of the PV system.

## 2. Detection Methods for Identification of Photovoltaic (PV) Panel Disorders

Determining the PV system's operational performance (OP) is based on the following indicators that are part of the legislation relating to the operation of RES in the CR. The OP of PV power is defined by the following equation [10]:

$$OP = \frac{E}{((G_E - U_O) \cdot A \cdot E_{\text{ffm}})} \quad (\%) \quad (1)$$

where:

$E$  total amount of electricity produced by PV power plant (Wh),

$G_E$  total aggregated energy of solar radiation ( $\text{Wh} \cdot \text{m}^{-2}$ ),

$A$  total area of all installed PV panels within the PV power plant ( $\text{m}^2$ ),

$E_{\text{ffm}}$  efficiency of new solar panels (%),

$U_O$  total aggregated energy of solar radiation during relevant period falling within PV power plant location on the surface of solar panels that cannot be converted into electricity and supplied into the network ( $\text{Wh} \cdot \text{m}^{-2}$ ).

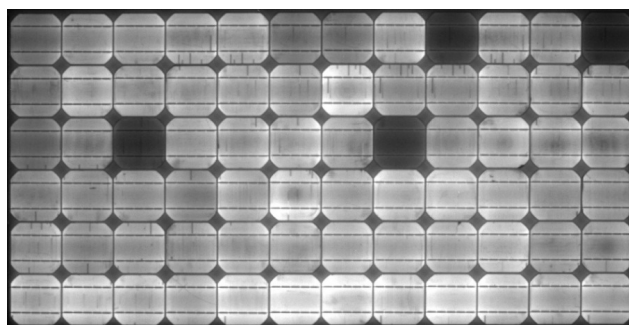
The OP declared at the supplier of PV power is usually in the range of 80%–90% (in installations until the year 2011) and 85%–93% in installations with the current technology. The minimum value of operational performance is usually set at 82%. A lower operating production rate would have a negative impact on the overall economy of PV power plants.

To assess the quality of PV panels, there are four basic detection methods [12], which can give an objective view of the technical condition of PV panels. For each detection method it is primarily required to quickly assess the evaluation of operational parameters and carry out a simple operational analysis.

### 2.1. Electroluminescence

This method allows detecting material and production disorders of PV panels. Using electroluminescence, it is possible to both evaluate the quality of the PV panel production process and identify possible defects caused by further damage to panels, for example by their manipulation.

An advantage of this method in comparison with other methods is that it can reveal hidden defects which are undetectable by other methods. A certain disadvantage is the demanding testing in this case. For illustration, Figure 3 gives the result of applying this method to a PV panel. In the picture, obvious defective segments of the PV panel can be seen.



**Figure 3.** PV panel with visible defects of internal structure [12].

### 2.2. Infrared Thermography (IRT)

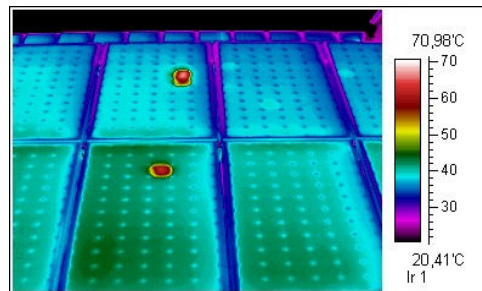
Infrared thermography (IRT) is suitable for fast analysis of thermal field distribution on the surface of the object being measured. This method seems to be convenient when diagnosing PV panels. It allows a fast detection of defects on a PV panel as regards its physical characteristics.

Because of the serial connection of each cell, the same current flows through all the cells—damaged cells then operate with a higher current than their short-circuit current, which can lead to operation with “negative” OP, and the cells thus become burdens, which create “hot spots” on the panel. In addition to the decreased performance of the panel, the panel is locally overheated, which significantly reduces its lifetime and, at the same time in such a faulty panel the performance of all the other modules involved in the same branch is also negatively affected.

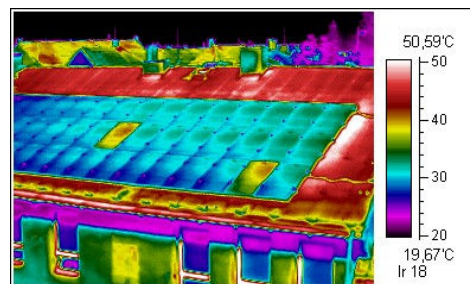
Infrared thermography may therefore reveal problematic spots in the PV module such as faults in bypass diodes, mechanically damaged cells, hot spots, faulty contact points, *etc.*

As an example of the utilization of IRT we present the results of measurements on a PV roof installation. The result of the performed operational IRT measurement is the detection of defective parts of each PV panel within the PV power plant. Out of the total amount of 83 pieces of PV panels, 13 defective panels were detected. In Figures 4 and 5 there are visibly marked defect areas on selected

PV panels. In Figure 5 two panels are presented, which proved to be totally faulty and thus influenced the decrease of PV power plant performance the most.



**Figure 4.** Defects of PV panels identified by infrared thermography (IRT) analysis [13].



**Figure 5.** Defective panels identified by IRT analysis [13].

This methodology provides easily interpreted information about the PV module and can simultaneously detect the occurrence of future risks.

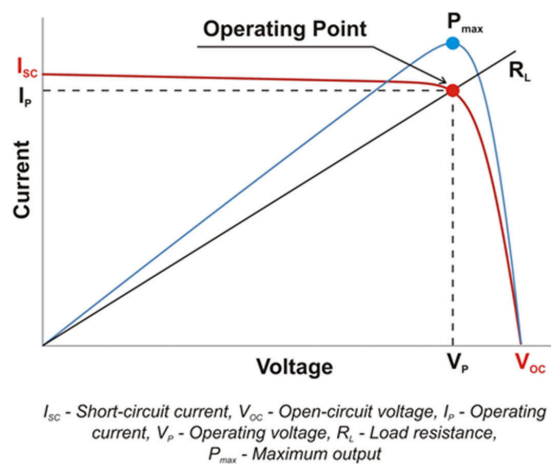
### 2.3. Flash Test

Flash test is a fundamental method for measuring the performance characteristics of PV panels. The output of measuring is a set of data, which are determined by output peak power, open circuit voltage, short circuit current, operating voltage, current, or power and efficiency.

This method is however demanding as regards meeting the testing conditions, which results in that it is hardly usable for operation measuring. The panels are tested using this method in standard test conditions (STC), which are declared by IEC Standards—intensity of solar radiation  $I = 1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ , air mass  $AM = 1.5$ , temperature  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### 2.4. Current-Voltage ( $I$ - $V$ ) Characteristics Measuring

PV module can be described as a simple semiconductor diode, on which it is relatively easy to measure the current-voltage ( $I$ - $V$ ) characteristic (Figure 6). It is a diagnostics method that quantifies the instantaneous measured performance parameters of PV panels. The result of this measurement is a graphical representation of the  $I$ - $V$  characteristics within the working conditions and the conversion according to STC.



**Figure 6.** Basic current-voltage ( $I$ - $V$ ) characteristic of PV panel [10].

### 3. Potential Induced Degradation (PID)

In connection with efforts to increase the efficiency of energy production from PV power plants in the CR a discussion began at the end of 2014 about the problem of performance degradation of PV modules as a consequence of the high voltage stress (potential induced degradation (PID)). PID is a phenomenon that has been in existence for several years. It is a problem occurring on many PV panels and resulting in downgraded performance of solar panels. PID was first recognized in the 1970s and from then on, a lot of studies have been geared towards assessing the causes of this occurrence. Based on studies carried out by several significant institutions (NREL—National Renewable Energy Laboratory, SolarEnergy, EERE, PI Berlin) the conditions and causes of PID have been defined [14]:

- Environmental factors.
  - Relative humidity.
  - Temperature.
- System factors.
  - At the system level, the most significant impacts are the modules voltage potential and sign, which depend on both the module position in the array and the system grounding topology. There are numerous considerations affecting the system and inverter classification, but for the purposes of PID, the inverter can be classified based on the voltage occurring in the arrays. PID is most often associated with a negative voltage potential to ground.
- Module factors.
  - The choice of glass, encapsulation, and diffusion barriers has all been found to have an impact on PID.
- Cell factors.

The domain pathway to cause PID is the front sheet (between the glass and the frame of the panel). Higher leakage currents can be caused by water entering the solar module and causing the encapsulation material to become more conductive. So far the potential degradation mechanism has

not been monitored by the typical PV tests listed in IEC 61215 [15–17]. It is known that metal ions such as  $\text{Na}^+$  formed from the oxides of the module glass can drift toward the cell if the cell is biased negatively [18].

But there is also the standard IEC 61646. Both standards have a similar testing sequence and they differ only in the requirements for power degradation. In the IEC 61646 standard a further final investigation is included to evaluate the effect of power degradation due to light exposure (LID—Light Induced Degradation).

As the current progress of PID detection has become more desirable, simple in-field methods are tested which can adequately confirm the PID. Measuring the insulation resistivity by using high voltage can be one of the ways that can indicate PID [19].

Another way is to use intelligent PV module analyzers (such as TIGO), where the actual power of each panel in the string is evaluated and the decrease in power production is automatically detected. A disadvantage of this solution is the additional investments in the installation.

Considered as a compromise, can be the on-site measurements of operational parameters, which, if properly done, can indicate multiple faults within the PV plant installation.

Based on the available information, there have been several operational measurements at various PV installations in the country. The results of these measurements and subsequent analyses indicate that the incidence of PID in our conditions is very low. Demonstration of the analytical process of measurement and discussion of the results are given in the next section of this paper.

#### 4. Operational Measurements

In order to detect the faults and defect in the PV plant installations, a proper inspection and validation of the available documentation should be performed prior to the measurements.

The following methods are generally used for the diagnostics of PV panels:

- Infrared camera—Suitable for detecting defects at the cell level of the PV panel.
- Electroluminescence imaging—Used for detecting defects in the structure of the cell which are not detectable by visual inspection.
- Flash tester—Allows  $I$ - $V$  curve measurements under artificial and controlled conditions.
- Operational  $I$ - $V$  characteristics measurement—Uses special analyzers to determine the panel parameters.

##### 4.1. Inspection according to the ČSN EN 62446 Standard

The ČSN EN 62446 Standard [16,20] sets the basic requirements and a description of the documentation. It describes the procedure for the inspection of DC wiring, surge protectors, AC system, recommendation regarding the setting and wiring of the inverter. Furthermore, there are requirements for safety, signs and labels. During the initial inspection, in the case of lost documentation or periodic inspection, a check of the string wiring and proper polarity, measurement of the voltage at open circuit and short circuit current should be performed. Correct settings of the protections should be verified.

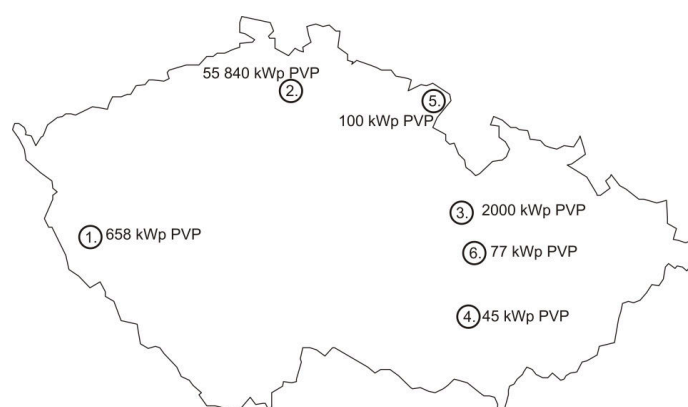
Operational measurements to check the maximum power point tracker (MPPT) function [21–23], measurement of the parameters at the maximum power point to compare string power with another

string or with expected values can be used to analyze the real state of the power plant. The measurements must be performed under stable ambient conditions during the measurements. The standard IEC 61215 considers the condition stable, when the change in the irradiation is less than 5% during the measurement.

The output of the initial or periodic inspection is the protocol, with the measured values and completed checklist. The model protocol and checklist are appended to the ČSN EN 62446 standard. The infrared camera testing is recommended as an additional method for inspection.

#### 4.2. Inspection Results of Selected Photovoltaic (PV) Plants

Multiple inspections were performed by the research team in the first half of 2015 in order to study the problematic of defects and degradation of PV power plants in the CR. Locations of selected PV plants, which are discussed below, can be seen in Figure 7.



**Figure 7.** Locations of the inspected PV plants.

##### 4.2.1. Description of the Inspection Performed on the 658 kWp Photovoltaic (PV) Plant

The inspection was performed due to lower revenues, which could have been caused by PID. The PV plant contained polycrystalline PV panels connected in strings of 17-18 panels. Neither of the DC poles was grounded. During the inspection the  $I-V$  curves of the individual strings were measured. In the case of suspicious strings with lower power, individual panels in the affected string were measured.

To measure the  $I-V$  curves the Metrel MI3108 Eurotest PV was used, which measured the  $I-V$  curves, temperature of the panel, and irradiation. The solar radiation intensity is measured using external sensors (calibrated PV cell in the panel plane and thermal contact sensor placed on the rear side of the panel), which form part of the Metrel MI3108 measuring instrument. For the evaluation of OP a Kipp&Zonen CMP21 externally calibrated pyranometer was used. The total aggregated energy of incident solar radiation was established on the basis of valid methodology for the determination of OP, namely in the case that several measuring points are used within one locality. The output value of energy from PV plant was obtained from a certified meter (electrometer) placed within the transfer site in each installation.

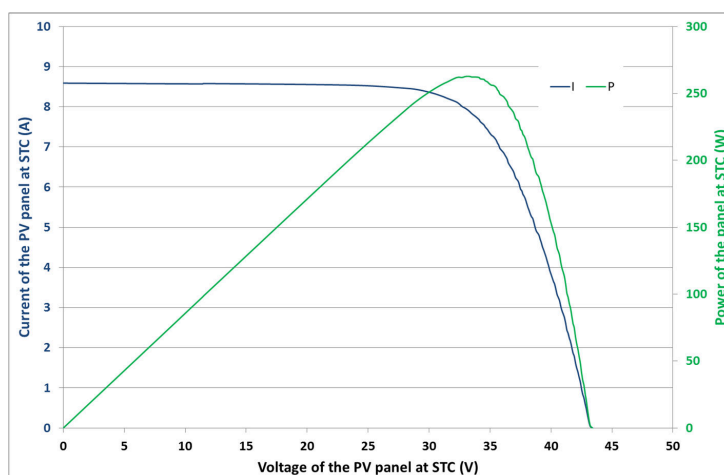
The results of measuring the parameters are shown in Table 1. The measurement was performed at the installation site and, in agreement with the methodology according to the IEC 61215 standard, the

values measured were converted to STC based on the thermal coefficients given in the panel datasheet. It can be seen that the panel parameters do not match the nominal values. The  $I_{sc}$  is higher than it is intended to be. Also, the maximum power is about 7% lower than its nominal value.

**Table 1.** Nominal and measured parameters of the tested PV panel at standard test conditions (STC) [24].

Nominal Parameters	Value	STC Parameters	Value
$I_{sc,nom}$	7.98 A	$I_{sc,STC}$	8.59 A
$U_{oc,nom}$	43.8 V	$U_{oc,STC}$	43.1 V
$I_{mpp,nom}$	7.63 A	$I_{mpp,STC}$	7.96 A
$U_{mpp,nom}$	36.7 V	$U_{mpp,STC}$	33.0 V
$P_{mpp,nom}$	280 W	$P_{mpp,STC}$	260 W

An example of the  $I$ - $V$  curve measured is shown in Figure 8. There is no mismatch on the curve caused by the defects or shadowing of the panel.



**Figure 8.**  $I$ - $V$  curve of the tested PV panel [24].

The results of measuring power at the maximum power point ( $P_{mpp}$ ) recalculated according to ČSN EN 62446 to STC values and the percentage difference compared to the nominal value of the panel, which is 280 Wp, are shown in Table 2.

The results for the 1<sup>st</sup> string indicate no problem in the string. The decrease in  $P_{STC}$  varies randomly and probably is caused by the differences during the manufacture.

The 2<sup>nd</sup> string indicated lower power in string measurements. When measuring the individual panels it was found that the string contained defective panel. The difference compared to its nominal value is 75%. The bypass diodes of the panel were working properly and therefore it was recommended to replace this defective panel.

**Table 2.** Results of measuring the  $P_{STC}$  of individual panels in selected strings in location 1 [24].

String 1			String 2			String 3		
	$P_{STC}$ (Wp)	$\Delta P$ (%)		$P_{STC}$ (Wp)	$\Delta P$ (%)		$P_{STC}$ (Wp)	$\Delta P$ (%)
Panel 1	269.3	-3.82	Panel 1	258.0	-7.86	Panel 1	254.3	-9.18
Panel 2	263.3	-5.96	Panel 2	262.0	-6.43	Panel 2	258.2	-7.79
Panel 3	258.7	-7.61	Panel 3	257.4	-8.07	Panel 3	259.6	-7.29
Panel 4	259.4	-7.36	Panel 4	262.0	-6.43	Panel 4	259.7	-7.25
Panel 5	262.2	-6.36	Panel 5	70.0	-75.00	Panel 5	257.6	-8.00
Panel 6	269.8	-3.64	Panel 6	259.8	-7.21	Panel 6	262.1	-6.39
Panel 7	274.8	-1.86	Panel 7	267.9	-4.32	Panel 7	259.1	-7.46
Panel 8	288.3	2.96	Panel 8	267.0	-4.64	Panel 8	254.9	-8.96
Panel 9	291.6	4.14	Panel 9	262.1	-6.39	Panel 9	255.1	-8.89
Panel 10	298.6	6.64	Panel 10	272.2	-2.79	Panel 10	254.7	-9.04
Panel 11	281.9	0.68	Panel 11	268.4	-4.14	Panel 11	262.2	-6.36
Panel 12	270.2	-3.50	Panel 12	271.0	-3.21	Panel 12	256.5	-8.39
Panel 13	275.1	-1.75	Panel 13	273.2	-2.43	Panel 13	260.2	-7.07
Panel 14	267.3	-4.54	Panel 14	271.3	-3.11	Panel 14	260.4	-7.00
Panel 15	269.3	-3.82	Panel 15	270.4	-3.43	Panel 15	263.9	-5.75
Panel 16	271.2	-3.14	Panel 16	268.0	-4.29	Panel 16	265.9	-5.04
Panel 17	271.2	-3.14	Panel 17	267.5	-4.46	Panel 17	261.1	-6.75
$\Sigma$	4 642.2	-	$\Sigma$	4 328.2	-	$\Sigma$	4 405.5	-
STC power decrease (%)								
			-10			-5		
			0			5		
			10					

The 3<sup>rd</sup> string exhibited a global decrease in the STC power. This could be caused by the degradation of the panels or dust. Also, a loose connector was detected, which did not provide adequate interconnection.

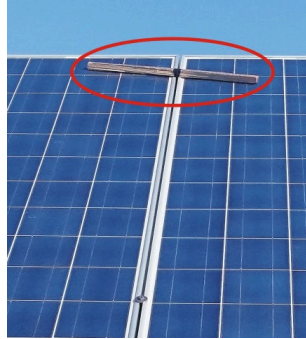
A random drop in the power of the panels in the string does not indicate the occurrence of PID and is probably due to another cause of technical/operational nature, as given below. What also speaks against the occurrence of PID is the absence of fundamental preconditions for the appearance of this type of degradation such as long-term high relative moisture, high voltage potential to ground, and the type of PV panels used.

The inspection also confirmed that there are additional defects, maintenance and design errors on the panels. An example of defects and improper mounting can be seen in Figures 9 and 10. The error of design is in the parallel interconnection of three strings on each inverter. During the inspection, parallel connections of strings with different numbers of panels in series were detected [24].

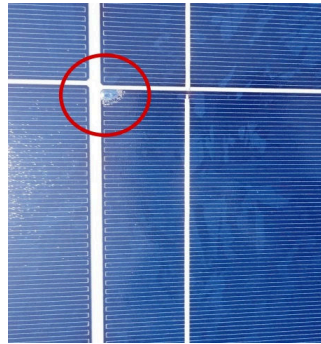
This PV power plant consists of several locations, which together give one of the highest installed powers in the CR.

The performed inspection indicated problems caused by improper maintenance and low-quality design. The calculated performance ratio according to the measured values confirmed that the performance of each location differed and decreased with higher count of detected problems. The calculated OP (according to Equation (1)) is in the range of 83%–86.5%.



*Energies* **2015**, *8***11245**

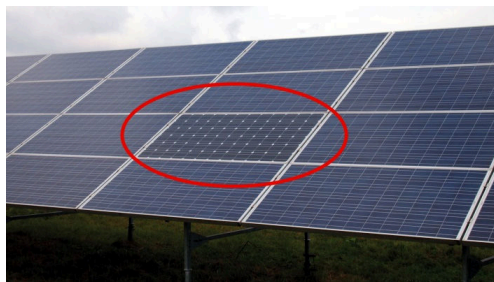
**Figure 9.** Improper panel mounting [24].



**Figure 10.** Delamination in the structure of the panel [24].

#### 4.2.2. Results of the Inspection Performed on the 55,840 kWp Photovoltaic (PV) Plant

The main detected problems include the wrong interconnection of PV panels, where multi-crystalline and mono-crystalline types of PV panels in one string with significantly different parameters are combined (Figure 11) [25].



**Figure 11.** Monocrystalline PV panel used in string with Multi-crystalline PV panels of different parameters [25].

The overshadowing of entire sections of the PV plant by nearby trees is the result of poor design and has a serious impact on the OP (Figure 12).



**Figure 12.** Trees overshadowing the section of the PV plant [25].

Mechanical damage to PV panels caused by the stones chucked while mowing grass has also been detected (Figure 13) [25].



**Figure 13.** Mechanical damage to PV panel caused by chucked stone [25].

#### 4.2.3. Inspection of the 2000 kWp Photovoltaic (PV) Plant

Inspection of this PV plant consisted of visual check of the installation and maintenance. The loose DC connectors on the PV panels were tightened. In this power plant the measurement of OP was performed, reaching the value 82.25%. The minimum value set by the owner of the PV plant was 82%, and therefore no additional measurements were performed [13].

#### 4.2.4. Inspection Performed on the 45 kWp Photovoltaic (PV) Plant

This PV plant is situated on the roof of an industrial object. The PV plant indicated no problems, only slightly dusted panels (visible as a current decrease on the  $I-V$  curve). Proper functioning was verified by the measurement of  $I-V$  curves (Figure 14). The selected string indicates a power decrease of 2.7% compared to its nominal values after four years of operation [26].

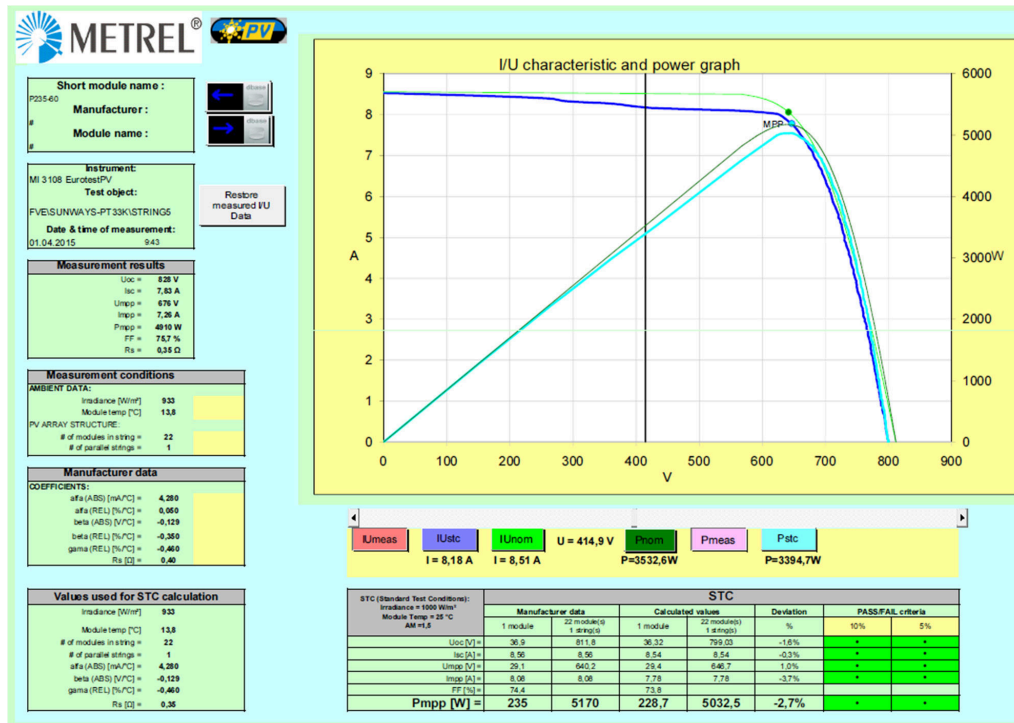


Figure 14. I-V curve measurement of the entire string with no problem detected [26].

#### 4.2.5. Description of the Inspection Performed on the 100 kWp Photovoltaic (PV) Plant

The PV plant is situated on the roof of agricultural buildings (Figure 15). The results of the measurement of I-V curves confirmed a significant but uniform power decrease of the PV panels. The panels are CEEG SST240-60M, with a nominal power of 240 Wp. The measurement was performed at the installation site and, in agreement with the valid IEC 61215 standard, the values measured were converted to STC using the thermal coefficients given in the datasheet of the respective panels.

The results for two different strings measured on a single panel are given in Table 3. The average power decrease is between 9.7% and 12.2%. The PV panels are four years old, with visible color changes of the EVA foil. The measured strings show no PID presence indicated usually by a power decrease at one end of the string. Moreover, none of the main prerequisites was present at the inspected PV plant.

The open-circuit voltage of the string reaches the value 333 V, therefore the potential to the ground is low. Neither of the DC poles was grounded [27].



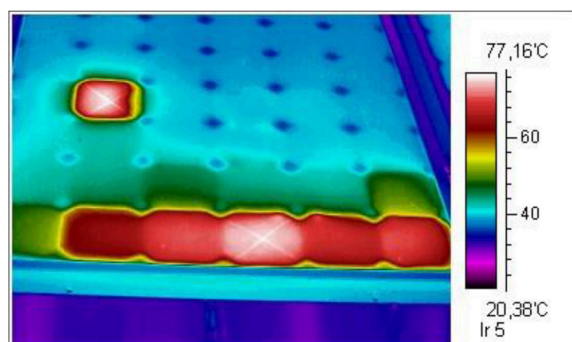
**Figure 15.** Selected part of the 100 kWp PV plant [27].

**Table 3.** Results of measuring the  $P_{STC}$  of individual panels in selected strings in location 5 [27].

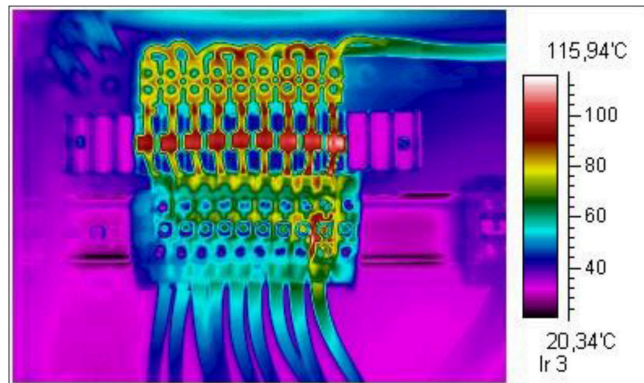
String A	$P_{STC}$ (Wp)	$\Delta P$ (%)	String B	$P_{STC}$ (Wp)	$\Delta P$ (%)
Panel 1	211.8	-11.8	Panel 1	214.4	-10.7
Panel 2	212.0	-11.7	Panel 2	213.3	-11.1
Panel 3	213.2	-11.2	Panel 3	210.8	-12.2
Panel 4	210.8	-12.2	Panel 4	214.9	-10.5
Panel 5	211.0	-12.1	Panel 5	213.9	-10.9
Panel 6	210.8	-12.2	Panel 6	216.8	-9.7
Panel 7	211.0	-12.1	Panel 7	214.6	-10.6
Panel 8	212.7	-11.4	Panel 8	216.5	-9.8
Panel 9	213.0	-11.3	Panel 9	216.6	-9.8
$\Sigma$	1906.3	-	$\Sigma$	1931.8	-
STC power decrease (%)					
-15	-10	-5	0	5	10

#### 4.2.6. Inspection Performed on the 77 kWp Photovoltaic (PV) Plant

The selected PV plant indicated low OP, therefore measurement by IR camera was performed. As a result, panels containing defective cells (Figure 16) and overheated DC wires (Figure 17) were detected [28].



**Figure 16.** PV panels with hot spots [28].



**Figure 17.** Overheated wires in DC string box [28].

#### 4.3. Recapitulation of Findings Obtained in Individual Localities

In the following part, the technical (Table 4) and operational parameters of individual PV installations are recapitulated. Table 5 gives the basic drawbacks in the technical execution of individual installations and the consequences of inappropriate maintenance.

**Table 4.** Basic parameters and the technology used in the localities tested.

No. of location	Install power (kWp)	Number of panels	PV panel technology	Grounded DC+	Grounded DC-	Type of mounting	Installation date <sup>2</sup>
1	658	2350	Polycrystalline	No	No	Land installation	2010.07
2	55,840	260,743	Variable <sup>1</sup>	No	No	Land installation	2010.12
3	2000	10,656	Monocrystalline	No	No	Land installation	2010.09
4	45	198	Polycrystalline	No	No	Roof installation	2010.12
5	100	427	Monocrystalline	No	No	Roof installation	2011.03
6	77	440	Monocrystalline	No	No	Roof installation	2009.04

<sup>1</sup> PV plant is divided into several localities. Within each locality, several different types of PV panels (mono- and polycrystalline) are used, inclusive of their combinations in individual strings; <sup>2</sup> Installations were performed by different assembly companies.

**Table 5.** Measurement results in individual localities.

No. of location	PID present (Yes/No)	Operational performance (%)	Design errors	Maintenance errors
1	No	83.1	Parallel connection of strings of different numbers of panels, missing disconnecting DC switches.	Free connectors of DC connections, shading from assembly clamps, damaged glass covers of FV panels.
2	No	83.0–86.5	Different types of panel in the strings, shading of parts of strings by forest vegetation, absence of Light Protection System.	Damaged glass covers of FV panels, damage to rear covers of FV panels due to stones hurled during grass mowing, unconnected panels in the string, free connectors on the DC side.
3	No	82.25	Drop in operation performance caused by unsuitably chosen inverters.	No
4	No	88.4	No	No
5	No	85.4%	Errors in the execution of DC distribution frames, shading by surrounding buildings in winter months.	No
6	No	76.5%	Insufficiently dimensioned cables of the DC side, different numbers of panels in a string, shading by surrounding objects.	Faulty fuse in one phase of the AC side, damaged panels (degradation of individual cells).

## 5. Conclusions

According to the current state of PV power plants in CR, where new installations are no longer being installed, the main goal is therefore to increase the operational efficiency of existing installations. The current research is focused on the degradation of the panels and on the validation of their parameters, to establish whether the PV plants can reach their designed values. The main part of the research is connected with on-site inspection instead of testing the PV panels in a specialized laboratory. Methods for detecting faults and evaluating PV plant parameters are presented in the paper. Based on the performed inspections of multiple PV plants it can be stated that the common problems caused by improper maintenance (loose connectors, broken fuses), low quality design (lack of overvoltage protections, overshadowing of PV plants) and components (badly sealed PV panels) can result in severe energy drops, which reduces the effectivity of the entire power plant. Additional research is connected with the detection of PID, its proper detection and evaluation of energy losses caused by defects and faults in the PV plant's installation.

The current results of operating measurement for PV installations in the CR show a very low incidence of PID. We believe that this is mainly due to the specific operating conditions in the CR (environmental aspects) and also due to the fact that most PV systems are operated mainly at voltages of up to 1000 V DC with none of the DC poles grounded.

*Energies* **2015**, *8***11251**

As shown in Figure 2, the purchase prices for electricity produced from PV power plants has been declining since 2011, which has a major impact on the economy of the operation of these power plants. The return on investment in PV power plants has extended approximately by about 5 or 7 years—from 7 years to 12 or 14 years (depending on the size and design of the PV plant). The investment return time strongly depends on the state of the PV plant under operation. If maintenance is neglected (or if low-quality components were used in the installation) the operation performance (OP) is reduced, resulting in financial losses. If a production unit of 100 kWp output installed in 2010 is considered, which in CR conditions can produce an average of 100 MWh of electric power, then given the energy purchasing price (in 2010) 470 EUR/MWh, a gross profit of 47,000 EUR/year can be generated. This amount corresponds to an investment return time of 6 to 10 years (depending on the amount of investments). In the case of reduced operation performance due to technical defects and neglected maintenance, the gross profit decreases in the order of tens of percent, which greatly prolongs the investment return time and, at the same time, increases maintenance costs. Reliable operation of PV plants is in terms of the operator (investor) one of the most important properties. It is therefore very important to perform regular inspections of the functionality of each component in PV power plants. The significance of these operational measurements within the environment of the CR increases with the reduction of the purchase prices of electricity generated by PV power plants. Defects on PV panels are of considerable influence not only on energy production but also on the economic efficiency of operation. Reducing the performance of PV power plants significantly extends the return on investment, which is very problematic for investors in and operators of PV plants.

In view of the fact that the operation performance of PV plants in current installations ranges between 85% and 93% (using modern technology; in older installations the recommended minimum operation performance was 82%), maintaining this operation performance requires regular operating maintenance and, in our opinion and according to the recommendation by and discussion with representatives of the installation companies and the Czech Photovoltaic Association, operating measurement once or twice a year to check the PV plants parameters.

### **Acknowledgments**

The paper was prepared at the Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CRURE). The authors gratefully acknowledge financial support from the Ministry of Education, Youth and Sports of the CR under NPU I Programme (Project No. LO1210) and BUT Specific Research Programme (Project No. FEKT-S-14-2520).

### **Author Contributions**

Petr Mastny and Jan Moravek conceived and designed the experiments, performed the measurements and analysis. Jiri Drapela consulted the results of the analysis. All of the authors have been involved in writing the manuscript.

### **Conflicts of Interest**

The authors declare no conflict of interest.

## References

1. Mastny, P.; Machacek, J. System for Measuring and Collecting Data—Results of Measuring on Combined System. In Proceedings of the 10th WSEAS International Conference on Mathematical Methods and Computational Techniques in Electrical Engineering, Sofia, Bulgaria, 2–4 May 2008; pp. 192–197.
2. Milea, L.; Otlu, O.; Teodorescu, C.; Muntean, V.; Stoian, M. Photovoltaic Energetic System—Design and Implementation. In Proceedings of the 12th WSEAS International Conference on Systems, Heraklion, Greece, 22–24 July 2008; pp. 372–375.
3. Ivanovici, T.D.; Ionel, M. Technical Interactions between Distributed Photovoltaic Systems and Low-voltage Grids. Available online: <http://www.wseas.org/multimedia/journals/power/2015/a285716-274.pdf> (accessed on 13 July 2015).
4. Janiga, P.; Liska, M.; Belan, A.; Volcko, V.; Ivanic, M. Power Quality Measurement of Small Solar Off-Grid System. *WSEAS Trans. Environ. Dev.* **2015**, *11*, 49–56.
5. Mastny, P.; Moravek, J.; Vrana, M.; Pitron, J. Current Status of the Potential Induced Degradation in Czech Republic. In *Advances in Environmental and Geological Science and Engineering. Energy, Environmental and Structural Engineering Series*; WSEAS Press: Salerno, Italy, 2015; pp. 78–83.
6. Peeters, E.; Van Bael, J. A Real Life Analysis of Small Scale Photovoltaic Installations. In Proceedings of the 2nd IASME/WSEAS International Conference on Energy & Environment, Portoroz, Slovenia, 15–17 May 2007; pp. 158–162.
7. Ptacek, J.; Modlitba, P.; Spacek, T. Possibilities of electricity production from RES within conditions of CR regarding liabilities towards EU. In Proceedings of the Conference of Czech Commission CIRED 2010, Tabor, Czech Republic, 9–12 November 2010; pp. 1–9.
8. Energy Regulatory Office of the Czech Republic. Available online: <http://www.ero.cz> (accessed on 22 May 2015).
9. Rossi, C.; De Rosa, M.; Bianco, V.; Scarpa, F.; Tagliafico, L. Comparison between Different Photovoltaic Solar-Assisted Heat Pumps (PVT-SAHP) Configurations with Retrofitted Photovoltaic Panels. *WSEAS Trans. Environ. Dev.* **2014**, *10*, 329–340.
10. Mastny, P.; Radil, L.; Mastna, Z. Possibilities of PV Panels Defects Identification and Determination of its Effect on the Economy of Photovoltaic Power Plants Operation. In Proceedings of the 2nd International Conference on Mathematical Models for Engineering Science, and Proceedings of the 2nd International Conference on Development, Energy, Environment, Economics, and Proceedings of the 2nd International Conference on Communication and Management in Technological Innovation and Academic Globalization, Puerto De La Cruz, Spain, 10–12 December 2011; pp. 233–238.
11. Badea, G.; Naghiu, G.S.; Safirescu, C.; Muresan, D.; Badea, F.; Megyesi, E. Choosing the Optimal Multi-Junctions Photovoltaic Cells for Application in the Field of Concentrated Photovoltaic. Available online: <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2014/Malaysia/RESEN/RESEN-21.pdf> (accessed on 8 May 2015).
12. Operation of power PVPP—Diagnosis. Available online: <http://www.solartec.eu/en/large-instalations/operation-of-power-pvpp/diagnosis> (accessed on 12 July 2015).



*Energies* **2015**, *8***11253**

13. Mastny, P. *Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Semanin*; Brno University of Technology: Brno, Czech Republic, 2014.
14. Understanding Potential Induced Degradation. Available online: <http://www.advanced-energy.com> (accessed on 10 May 2015).
15. *Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules—Design Qualification and Type Approval*; International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2005.
16. *Photovoltaic Devices—Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I-V Characteristics*; International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2009.
17. Bastidas, R.; Petrone, J.D.; Paja, R.C.A.; Spagnuolo, G. Photovoltaic modules diagnostic: An overview. In Proceedings of the IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Vienna, Austria, 10–13 November 2013; pp. 96–101.
18. Carlson, D.E.; Carlson, D.E.; Romero, R.; Willing, F.; Meakin, D.; Gonzalez, L.; Murphy, R.; Moutinho, H.R.; Al-Jassim, M. Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* **2003**, *11*, 377–386.
19. Saly, V.; Vary, M.; Packa, J.; Perny, M. Electrical Characterization of PV Modules after Three Years of Operation. In Proceedings of the 2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, Ostrava, Czech Republic, 20–22 May 2015; pp. 484–487.
20. *Grid Connected Photovoltaic Systems—Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection*; International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2010.
21. Oshaba, A.S.; Ali, E.S.; Abd Elazim, S.M. Artificial Bee Colony Algorithm Based Maximum Power Point Tracking in Photovoltaic System. *WSEAS Trans. Power Syst.* **2015**, *10*, 123–134.
22. Quamruzzaman, M.; Rahman, K.M. A Modified Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Technique for Single-Stage Grid-Connected Photovoltaic Inverter. *WSEAS Trans. Power Syst.* **2014**, *9*, 111–118.
23. Cortez, L.; Cortez, J.I.; Adorno, A.; Cortez, E.; Larios, M. Simulation of a photovoltaic solar module for the study of the effects of random changes of solar radiation. Available online: <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2010/Catania/ACMOS/ACMOS-43.pdf> (accessed on 13 July 2015).
24. Mastny, P.; Moravek, J.; Vrana, M. *Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Stanetice*; Brno University of Technology: Brno, Czech Republic, 2015.
25. Mastny, P.; Moravek, J.; Pitron, J. *Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Ralsko*; Brno University of Technology: Brno, Czech Republic, 2014.
26. Mastny, P.; Moravek, J. *Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Brno-Kralovopolska*; Brno University of Technology: Brno, Czech Republic, 2015.
27. Mastny, P.; Moravek, J.; Vrana, M. *Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Broumov*; Brno University of Technology: Brno, Czech Republic, 2015.
28. Mastny, P. *Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Brnenec*; Brno University of Technology: Brno, Czech Republic, 2014.

© 2015 by the authors; licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



## A.11 Photovoltaic Power Plant Inspection And Diagnostic



**Bibliografická citace:** VRÁNA, M.; MORÁVEK, J.; MASTNÝ, P. Photovoltaic Power Plant Inspection and Diagnostic. Informatyka, Automatyka, Pomiary w Gospodarce i Ochronie Środowiska, 2015, roč. 2015, č. 3, s. 55-58. ISSN: 2083-0157.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
Kategorie A108

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl publikovaný v polském časopise Informatyka, Automatyka, Pomiary w Gospodarce i Ochronie Środowiska a prezentuje možnosti realizace provozních měření a metodiku prohlídek FVE dle normy ČSN EN 62446. Dále jsou v článku porovnány výsledky měření pomocí různých diagnostických přístrojů a vyhodnocena jejich vhodnost pro diagnostiku FV panelů. Autor dizertační práce se při zpracování článku podílel na vyhodnocení výsledků měření přenosných analyzátorů FV instalací (Metrel, Prova) ve srovnání s laboratorními zařízeními (Hioki, Flash test). Navržená metodika přepočtu měřených hodnot na STC podmínky vychází z platných norem a byla dále použita při tvorbě matematických modelů FV panelů.

## PHOTOVOLTAIC POWER PLANT INSPECTION AND DIAGNOSTIC

Michal Vrana, Jan Moravek, Petr Mastny

Brno University of Technology

**Abstract.** This paper presents methods of photovoltaic panel inspection in the field. The aim is to verify value of on-site tests. The basic parameters for comparing the quality of photovoltaic panels are indicated by the manufacturer's datasheet. Diagnostic in the field commonly uses a combination of different analyzers and infrared cameras. The paper compares the evaluation of the parameters at different climatic conditions by special photovoltaic analyzer, conventional analyzer with recalculation according the IEC standards and flash tester. The comparison of different methods and analyzers has been performed with the practical experience from the measurements. Further, the standards for the inspection of photovoltaic panels and best practices for their implementation are described.

**Keywords:** photovoltaic, inspection, diagnostic, performance test, flash test

### KONTROLA I DIAGNOSTYKA ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNEJ

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono metody kontroli panelu fotowoltaicznego w miejscu montażu. Celem jest sprawdzenie wartości testów na on-site. Podstawowe parametry służące do porównywania jakości paneli słonecznych są wskazywane przez producenta w arkuszu produktu. Do diagnostyki na miejscu powszechnie używa się kombinacji różnych analizatorów oraz kamer termowizyjnych. W artykule dokonano porównania oceny parametrów w różnych warunkach klimatycznych przez specjalny analizator fotowoltaiczny, zwykły analizator z przeliczaniem zgodnie z normami IEC i flash-tester. Porównanie różnych metod i analizatorów została wykonana na podstawie praktycznych doświadczeń z pomiarów. Ponadto, opisane są standardy kontroli paneli fotowoltaicznych, a także najlepsze praktyki w ich realizacji.

**Słowa kluczowe:** fotowoltaika, kontrola, diagnostyka, test wydajności, flash test

### Introduction

Periodic inspections of photovoltaic power plants are necessary for safe operation and to ensure the investments returns. However, the massive development of the photovoltaic (PV) installations in the Czech Republic within the years 2009–2012 resulted to the decrease of the installation quality. A lot of systems were not sufficiently designed or the low quality components have been used. Improper initial testing and poorly scheduled maintenance led to decrease of the power, revenues of the power plants and to unsafe and underperforming systems with reduced value to their owners.

The minimum requirements for the system documentation, initial tests, and inspection criteria for grid-connected PV systems are described in the standard EN 62446 [12].

The standard EN 61557 describes the safety requirements in low voltage distribution systems up to 1 000 V AC and 1 500 VDC. The inspection should be performed in the way that prevents the total power outage, if possible. Tests of the PV modules during inspections are carried out without removal and avoid further transport costs and additional laboratory testing. The aim of the inspection is primarily to avoid any problems and financial losses [11].

### 1. Minimal inspection according to the standard EN 62446

It sets minimum requirements and a description of the documentation. There is described a procedure for inspection of the DC wiring, surge protectors, AC system, recommendation regarding the setting and wiring of the inverter (must correspond with the local requirements to the grid). Furthermore, there are requirements for safety, informative and other signs and labels.

During the initial inspection, in case of loss of documentation or periodic inspection, the check of the string wiring and proper polarity, measuring of the voltage at open circuit and short circuit current should be performed. Correct settings of the protections should be verified.

Operational measurements to check of the maximum power point tracker (MPPT) function, measuring the parameters in maximum power point, to compare string power with another or with expected values can be used to analyze the real state of the power plant. The measurements must be performed with the stable ambient conditions during the measurements. The standard IEC 61215 considers the condition stable, when there is change of the irradiation lower than 5% during the measurement.

Next step is the functional test and inspection of the inverter, AC disconnect switch, verification of the insulation resistances of each string.

The output of the initial or periodic inspection is the protocol, with the measured values and completed checklist. The model protocol and checklist are the appendices of the EN 62446 standard.

As an additional method is recommended the infrared (IR) camera testing, it is used to detect anomalies and potential defects [1].

### 2. Detection of common PV panels defects

The initial way of PV panels defect detection is optical inspection of the five „major visual defect“ defined in the IEC 61215 [10] as discussed in [1, 2]:

- Broken, cracked or torn of any part of the PV panel.
- Bent or misaligned of any part of the PV panel.
- Crack in a cell of the PV panel.
- Bubbles or delamination occurred in the layers of the PV panel.
- Loss of mechanical integrity of the PV panel or its frame.

Next possibility is comparing with the maximum power point  $P_{mpp}$ . It is common parameter that indicates the performance of the PV panel. It can be measured with a sun simulator in a laboratory or outdoor without the PV panel removal. The inspected PV panel or string must be disconnected of the power plant for the moment of testing. The IEC standard 61646 gives possibility to perform test in range of cell temperature 25 – 50°C and irradiation 700 – 1100 W/m<sup>2</sup>. Laboratories can perform the test at Standard Test Conditions (STC). Conditions according to standard IEC 61215 are defined by IEC 60904-3, irradiance level equal to 1000W/m<sup>2</sup>, spectrum of radiation similar is to radiation of the sun incident on the earth in latitude 35°N in summer (air mass equal to 1.5) and temperature of the panel equal to 25°C.

### 3. Procedure of periodical inspection according to IEC standard

#### 3.1. Documentation

Inspection starts with check of the available documentation provided by the customer. Documentation should include:

- Plan of review and permitting process with local building officials.

- Interconnection approval from the local utility.
- Installation and maintenance contractors.
- Owners and caretakers.
- Information about emergency services.
- DC and AC power ratings.
- Contacts of owner/designer and other responsible person.
- Single line diagram of system that includes information about size and rating of all components.
- Data sheets and specification for all major components.
- Operation and maintenance information including procedures for verifying proper system operation and performance, and how to determine if there is a problem.
- Copies of all inspection and verification data. Documentation is compared with the current state of installation. If the documents are different, the differences are described in the protocol.

### 3.2. Inspection of PV system

Visual inspection should be performed after the document inspection. It focuses on the details that:

- All components shall be properly listed.
- Quality of installation of mechanical and electronically parts.
- Check ventilation to avoid overheat.
- Calculation of circuit voltages and currents.
- Determining conductor and over current device sizes and ratings.
- Locating disconnecting means.
- Wiring methods and connectors.
- Equipment and system grounding.
- Markings and labels.
- Connecting to other sources.
- Installing batteries and charge controllers.

### 3.3. Testing and measurement

Measuring of parameters that are needed for performance evaluation should be performed with the devices that meet the required accuracies according to the used standards. During the measurements should be checked the following:

- Continuity and resistance testing.
- Polarity testing to verify correct polarity for DC circuits.
- Voltage and current testing.
- Insulation resistance testing.
- Performance testing.

## 4. Comparing $P_{mpp}$ at standard test conditions

There are multiple ways to measuring the  $P_{mpp}$  of the PV panels. For proper evaluation and the possibility of comparison, the  $P_{mpp}$  must be measured directly at STC. If it is not possible, the measured  $P_{mpp}$  can be recalculated to the STC values.

For the comparison of  $P_{mpp}$  values at STC, the following devices have been used and obtained results have been compared.

### 4.1. Flash tester Pasan SunSim 3C

Flash tester simulates the ideal laboratory conditions of radiation and temperature. The tester compares the measured parameters to the parameters given by a manufacturer. The panels are tested for STC values. The measuring device Pasan SunSim 3C, with the accuracy class A+/A+/A+ according to IEC 60904-9 has been used for the experiment. Uncertainty of the device is shown in Table 1.

Table 1. Uncertainty of the PV panel parameters measured by the Pasan SunSim 3C

Parameter	Uncertainty
$I_{sc}$	2.9%
$U_{oc}$	1.7%
$FF$	4.2%
$P_{mpp}$	3.2%
$U_{mpp}$	2.0%
$I_{mpp}$	3.1%

### 4.2. METREL MI 3108 Eurotest PV

Metrel MI3108 Eurotest PV (shown in Fig. 1) is the measuring device for complete testing of PV power plants according to EN 61557, and other requirements for testing single-phase installations.

For the PV installation is important, that the testing procedure implements the standard EN 62446, including measurement IV characteristics and parameters at STC. The MI3108 is also capable to measure the entire string up to 1000 V with 15 A current limit.



Fig. 1. Metrel MI3108 Eurotest PV

The analyzer MI3108 is designed for the outdoor inspection and allows the additional measuring of solar irradiation and PV panel temperature with calibrated sensors. These values are used to recalculation of the measured parameters to the STC values.

Measured data are stored in the internal memory and are organized in the selected structure for proper identification of the tested object.

The error of the measuring of MI3108 is shown in Tab. 2.

Table 2. Measurements error of the MI3108

Name	Range	Resolution	Error
DC Voltage	15.1–199.9 V	0.1 V	±(2% rdg. + 2 digits)
DC Current	0–9.99 A	0.01 A	±(2% rdg. + 3 digits)
DC Power	0–1999 W	1 W	±(3% rdg. + 5 digits)

### 4.3. Prova 210A and conversion of parameters to STC

Prova 210A is a simple IV characteristics analyzer. According to its input ranges (shown in Table 3) is suitable for single PV panel testing.

In the first step, it is necessary to measure the basic parameters of the PV panel during the given climatic conditions. These parameters are in the next step recalculated using equations into STC values.



Fig. 2. Prova 210A

Measurement with this analyzer can be set as automated. It can measure multiple IV curves in requested period, but it need additional datalogger with sensors for measuring the solar irradiation and temperature of the PV panel. Disadvantage of this analyzer is the fact, that the recalculation of the measured values to the STC isn't performed automatically during the inspection.

The manufacturer has declared measurements error demonstrated in Table 3.

Table 3. Measurements ranges and error of the Prova 210

Name	Range	Resolution	Error
Voltage	0-10 V	0.001 V	$\pm 1\% \pm (1\% V_{OC} \pm 0.1V)$
Voltage	10-60 V	0.01 V	$\pm 1\% \pm (1\% V_{OC} \pm 0.1V)$
$I_{SC}$	0.01-10 A	1 mA	$\pm 1\% \pm (1\% I_{SC} \pm 9 mA)$
$I_{SC}$	10-12 A	10 mA	$\pm 1\% \pm (1\% I_{SC} \pm 0.09 A)$
Current	0.01-10 A	1 mA	$\pm 1\% \pm 9 mA$
Current	6-10 A	10 mA	$\pm 1\% \pm 0.09 A$

#### 4.4. Hioki power analyzer 3390

Hioki power analyzers are the top quality power measuring instruments for measuring single and three-phase lines with a high degree of precision and accuracy. The 3390 is a high-precision, four channel, broad-range power analyzer for measuring electrical power from DC to inverter.

The disadvantage of the analyzer is that it is designed for the laboratory use and isn't suitable for infield inspection because of the energy supply demands and weight.

Measurements error is given by the manufacturer for analog DC input  $\pm 0.1\%$  rdg.  $\pm 0.1\%$  f.s. and it complies with the standard IEC 60904 which defines the error of the analyzer used for performing the IV curve measurements to be lower than 0.2%.

#### 4.5. Description of procedures for temperature and irradiance corrections according to IEC 60891

The preliminary requirements for conversion the measured data to STC values are the following:

- 1) The irradiation sensor is placed with a maximal difference of  $2^\circ$  compared to the measured panel.
- 2) The level of irradiation during the measurement cannot change by more than 2%.
- 3) The intensity of irradiation should be higher than 800 W/m<sup>2</sup> according to the IEC 60904.
- 4) The temperature sensor with the error max.  $\pm 1\%$  should be used (IEC 60904).

In the next step, the measured data can be recalculated to current at STC ( $I_2$ ) and voltage at STC ( $V_2$ ) using the following equations:

$$I_2 = I_1 + I_{SC} \cdot \left( \frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + N \cdot \alpha \cdot (T_2 - T_1) \quad [A] \quad (1)$$

where:  $I_1$  – current measured directly at the panel [A],  $I_{SC}$  – short-circuit current [A],  $G_2$  – irradiation at the STC [W/m<sup>2</sup>],  $G_1$  – irradiation during the measurements [W/m<sup>2</sup>],  $N$  – number of panels connected in parallel,  $\alpha$  – current coefficient for temperature correction [A/°C],  $T_2$  – temperature at STC [°C],  $T_1$  – temperature during the measurement [°C].

$$V_2 = V_1 - \frac{M}{N} \cdot R_s \cdot (I_2 - I_1) + M \cdot \beta \cdot (T_2 - T_1) - M \cdot \gamma \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) \quad (2)$$

where:  $V_1$  – voltage measured directly at the panel [V],  $M$  – number of panels connected in serial,  $R_s$  – internal series resistance [Ω],  $\beta$  – voltage coefficient for temperature correction [V/°C],  $\gamma$  – curve correction factor [Ω/°C].

The thermal correction coefficients are determined by the manufacturer and can be found in datasheet of the examined PV panel. They express the temperature dependency of the voltage and current at constant irradiation.

In case of lack of the values or datasheet, these parameters can be examined with the use of laboratory methods. Using linear regression can be obtained results regarding relative temperature coefficient.

The precise value of the correction factor  $\gamma$  is not usually written in the datasheet. It is necessary to determine the value by experiment. Procedure is described in the IEC 60891 standard.

#### 4.6. Comparison of results

Experimental validation of described methods and analyzers has been performed. The aim is to determine the value of  $P_{mpp}$  of the selected panel. As the reference PV panel has been chosen SolarWatt BLUE 60P, s.n.: 1F50135085 manufactured by CONERGIA. All measurements except of the flash test have been performed under real conditions. The tested panel has been situated on the roof of the Department of Electrical Power Engineer, Brno University of Technology. Therefore, it's been possible to use also the Hioki analyzer, which isn't primarily designed for in field tests.

First measurement has been performed with the use of PV analyzer Metrel, which shows the STC values of the measured panel directly on the display. The calculation of the STC values is performed according to the IEC 60891.

Second analyzer Prova 210 does not recalculate the measured values to STC values. It also needs to measure the irradiation and temperature of the panel with external sensors. For the experiment the Kipp&Zonen CMP21 precise pyranometer and PT-100 temperature sensor have been used. LogBox SD has been used as the datalogger. These sensors meet the standards requirements. Based on timestamps, all measured data were processed on the PC and used the equations (1) and (2) mentioned above.

As the third method, the flash tester has been used to determine the STC value of  $P_{mpp}$ . Measurement has taken place in the specialized laboratory under stable conditions. The results from the measurements contain the error caused by the artificial light source. The device meets the requirements for the error of measuring the  $P_{mpp}$ , which has to be lower than 1% for repeated measurements.

The last method is taken as the reference for comparison. It uses the precise power analyzer Hioki 3390. The analyzer meets the requirements of the IEC 60904, which demands the maximum error of measured voltage and current equal to  $\pm 0.2\%$ . Recalculated STC results are according to the IEC 60891.

The results of individual methods are presented in Table 4. The measurements performed with the Hioki are considered as the reference, because its accuracy and no artificial light source minimize the potential error during the measurements. The difference of other methods has been calculated as the results are in Table 5.

For the evaluation of  $P_{mpp}$  is important precise value of the  $I_{mpp}$  and  $V_{mpp}$ . Metrel MI3108 indicated minimal difference of the measured values compared to Hioki 3390. Based on the differences can be stated, that the specialized analyzers provide the adequate method for PV panel on-site inspection and testing according to the IEC 61215.

Table 4. Measurements results of PV panel SolarWatt 240Wp

	Nominal	Metrel	Prova	Pasant	Hioki
$I_{mpp}$ [A]	8.03	7.93	7.95	7.98	7.79
$V_{mpp}$ [V]	29.9	29.10	29.01	28.99	29.2
$I_{SC}$ [A]	8.50	8.46	8.52	8.56	8.61
$V_{OC}$ [V]	37.2	36.74	36.57	37.21	36.75
$P_{mpp}$ [Wp]	240	230.9	230.7	231.47	227.924

Table 5. Difference of measurements results compared to Hioki 3390

	Difference compared to the Hioki [%]			
	Nominal	Metrel	Prova	Pasant
$I_{mpp}$ [A]	3.08	1.08	2.05	2.44
$V_{mpp}$ [V]	2.40	-0.34	-0.65	-0.72
$I_{SC}$ [A]	-1.28	-1.74	-1.05	-0.58
$V_{OC}$ [V]	1.22	-0.03	-0.49	1.25
$P_{mpp}$ [Wp]	5.30	1.31	1.22	1.56

This standard defines, that the  $P_{mpp}$  must be within the range of  $\pm 5\%$  compared to the expected nominal parameter.

The manufacturer defines the maximal decrease of the power as -0.345% per year from 2 to 29 year of age. The guarantee also defines that the PV panel has higher power than 97% of nominal value in the time of manufacturing. But in this case has to be applied the standard IEC 61215. That means that if the measured power will be higher than 92% of nominal value in the time of manufacturing, the PV panel meets its parameters.

The expected value of nominal power after three years of operation is calculated as following:

$$P_{exp,nom} = P_{nom} \cdot (1 - p) \cdot (1 + q)^{n-1} = 240 \cdot (1 - 0.03) \cdot (1 - 0.00345)^{3-1} = 231.196 \text{ Wp} \quad (3)$$

where:  $P_{nom}$  – nominal power of the PV panel at the time of manufacturing [Wp],  $p$  – is the nominal power tolerance at the time of manufacturing [%],  $q$  – power decrease coefficient [%/yr.],  $n$  – number of years of operation.

Based on the results of the reference measurement performed by Hioki, the power decrease for the selected PV panel is equal to -1.415% compared to the expected nominal value after three year of operation. This value is within the range of  $\pm 5\%$  and the panel meets the  $P_{mp}$  according to the IEC 61215 standard [10].

The presented methods are sufficiently precise and meets the requirements of IEC 62446 standard. The IEC 60904 for on-site evaluation is very strict and less suitable because it demands the high value of solar irradiation. This shortens the time window for appropriate measurements during day.

## 5. Conclusions

The paper presents the requirements on the PV power plants inspection according to the IEC standards to ensure the adequate profit. Properly performed diagnostic of PV panels is based on the use of specialized PV analyzers and can be used to minimize the power losses and energy outcomes.

Next part of the paper deals with the comparison of methods for determining the STC parameters of the panels during on-site measurement. The benefit of the Metrel MI3108 is the evaluation of the results directly in the device and its power input range up to 15 kWp allows measuring of entire strings. This speeds up the inspection. Results from Prova 210 need additional processing with the use of PC. Its voltage input limit restricts the usage only for individual PV panel tests. Other methods are suitable for laboratory uses. The flash tester provides stable and repeatable conditions which can be used during entire year. Its disadvantage is the inaccuracy of the results caused by the artificial radiation source. As the reference measurement has been considered the result from power analyzer Hioki which provides accurate results. The parameters have been recalculated to STC conditions using the IEC standards and the precise values of solar irradiation and temperature measured by additional sensors.

The measurement results of the tested PV panel indicate minimal degradation and meet the power values declared by the manufacturer.

## Acknowledgement

The paper was prepared at Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from National Feasibility Program I of Ministry of Education, Youth and Sport of the Czech Republic under project No. LO1210 and financial support from specific research program under project No. FEKT-S-14-2520.

## References

- [1] Bastidas-Rodriguez J.D., Petrone G., Ramos-Paja C.A., Spagnuolo G.: Photovoltaic modules diagnostic: An overview. IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. 2013, 96–101 [DOI: 10.1109/IECON.2013.6699117].

- [2] Hu Y., Gao B., Song X., Tian G., Li K., He X.: Photovoltaic fault detection using a parameter based model. In Solar Energy. 96, 2013, 96–102 [DOI: 10.1016/j.solener.2013.07.004].
- [3] Mastny P.: The Specifics of the Operation of Photovoltaic Systems in the Czech Republic. In Recent Advances in Energy, Environment and Economic Development. Mathematics and Computers in Science and Engineering Series. Paris, France: WSEAS Press, 2012.
- [4] Mastny P., Drapela J., Bernath F., Mastna Z.: Renewable Energy Sources - Hybrid Systems. In Recent Researches in Electric Power and Energy Systems. Electrical engineering Series. Chania, Crete Island, Greece: WSEAS Press, 2013.
- [5] Mastny P., Drapela J., Slezinger J., Moravek J.: Operational Characteristics of Photovoltaic Systems - Virtual Laboratory. In Proceedings of the 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). Brno University of Technology, 2014, 357–361.
- [6] Spagnolo G.S., Del Vecchio P., Makary G., Papalillo D., Martocchia A.: A review of IR thermography applied to PV systems. 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering. 2012, 879–884 [DOI: 10.1109/EEEIC.2012.6221500].
- [7] Takashima T., Yamaguchi J., Otani K., Ozeki T., Kato K., Ishida M.: Experimental studies of fault location in PV module strings. In Solar Energy Materials and Solar Cells. 93 (6–7), 2009, 1079–1082 [DOI: 10.1016/j.solmat.2008.11.060].
- [8] ČSN EN 60891. Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics. Geneva: IEC, 2009.
- [9] ČSN EN 60904. Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics. Geneva: IEC, 2006.
- [10] ČSN EN 61215. Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval. Geneva: IEC, 2006.
- [11] ČSN EN 61557. Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. – Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures. Geneva: IEC, 2009.
- [12] ČSN EN 62446. Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection. Geneva: IEC, 2010.

### M.Sc. Michal Vrana

e-mail: xvrana10@stud.feec.vutbr.cz

Michal Vrana (1987) received his M.Sc. in Electrical Manufacturing and Management from Brno University of Technology in 2012. He is Ph.D. student at the same university. His main fields of interest are hybrid power sources and optimization and design energy sources.



### M.Sc. Jan Moravek

e-mail: jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz

Jan Moravek (1988) received his M.Sc. in Electrical Power Engineering from Brno University of Technology in 2012. Currently, he is Ph.D. student at the same university. His research interests are focused on the control processes of hybrid energy and photovoltaic systems and their design. Other areas also include renewable energy sources and their optimization.



### Ph.D. Petr Mastny

e-mail: mastny@feec.vutbr.cz

Petr Mastny was born in 1976. He graduated in Electrical Power engineering in 2000 from Brno University of Technology. He obtained his Ph.D. degree in October 2006. In December 2010 he has been appointed as Associate Professor at Brno University of Technology. He has been with Department of Electrical Power Engineering, Brno University of Technology, Czech Republic since 2005. His field of interest covers the problems of utilization of renewable energy source and questions of energy management systems with renewable energy sources and their influence on environment. Petr Mastny has been member of WSEAS (The World Scientific and Engineering Academy and Society) since 2007, member of NAUN since 2009, member of IEEEAM since 2010 and member of CIRED since 2009.



orzymano/received: 01.06.2015

przyjęto do druku/accepted: 22.06.2015





## A.12 Praktické poznatky z provozní diagnostiky FVE v ČR - diagnostika PID



**Bibliografická citace:** MASTNÝ, P.; MORÁVEK, J., VAVERA, M. Praktické poznatky z provozní diagnostiky FVE v ČR - diagnostika PID. In Konference ČK CIRED 2015. Tábor: ČK CIRED, 2015. s. 1-11. ISBN: 978-80-905014-4-7.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
Kategorie A304

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl prezentován na konferenci ČK CIRED, která je velmi úzce provázána s praktickými zkušenostmi energetických společností a průmyslu. Z tohoto důvodu je článek zaměřen na prezentaci získaných poznatků z provozních měření FVE v ČR. V rámci navázané spolupráce se společností SUNLUX (výstavba a servis FVE), byla publikace rozšířena o metodiku detekce s použitím inteligentních monitorovacích systému.

## PRAKTICKÉ POZNATKY Z PROVOZNÍ DIAGNOSTIKY FVE V ČR – DIAGNOSTIKA PID

Petr Mastný, Jan Morávek – VUT v Brně, Miroslav Vavera – Sunlux, s.r.o.

V příspěvku jsou prezentovány poznatky z oblasti diagnostiky získané na základě praktických měření na fotovoltaických instalacích v ČR. Cílem je ukázat praktické přístupy k detekci provozních a technologických defektů s důrazem na problematiku PID (Potential Induced Degradation), která se v ČR začala diskutovat na začátku roku 2015.

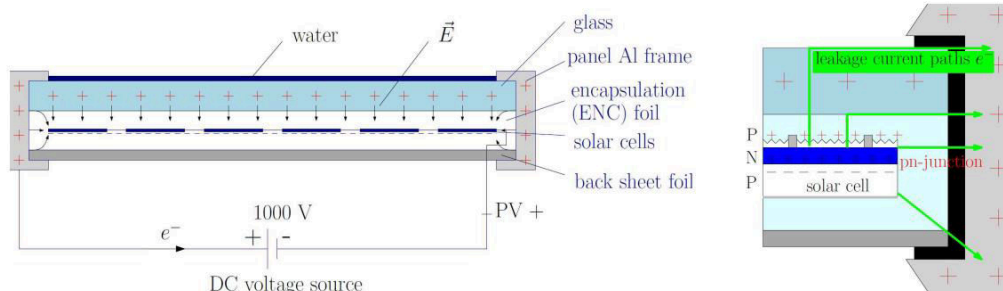
### 1. PROBLEMATIKA PID

Ve spojení se snahou zvýšit provozní výkonnost FVE v ČR se počátkem roku 2015 začal hojně diskutovat problém související s degradací panelů vlivem PID (Potential Induced Degradation) jako důsledek vysoko-napěťového potenciálu panelů vůči zemi. Princip PID je znám od 70. let 20. století, je předmětem mnoha studií zabývajících se příčinami vzniku a jeho projevy. [1]

Na základě studií provedených několika významnými výzkumnými institucemi (NREL, SolarEnergy, EETE, PI Berlin) byly definovány následující příčiny související se vznikem PID:

- Vliv prostředí.
  - Relativní vlhkost.
  - Teplota.
- Systémové vlivy.
  - U jednotlivých instalací je systémovým vlivem způsobující PID napěťový potenciál panelu vůči zemi a polarita. To závisí na způsobu uzemnění, délce stringu a pozici panelu ve stringu. Výskyt PID je nejčastěji spojen se záporným napěťovým potenciálem vůči zemi.
- Typ FV panelu
  - Bylo zjištěno, že druh použitého skla, způsob zapouzdření a především typ použité EVA fólie jsou zásadní příčinou vzniku PID.
- Vlivy na úrovni jednotlivých FV článků.

Hlavním principem PID je unikající proud přes přední stranu panelu (snížený izolační odpor mezi sklem a rámem panelu – viz Obrázek 1) nejčastěji důsledkem porušení vlastností ochranné EVA fólie a následného proniknutí vlhkosti do struktury panelu což zhorší izolační schopnosti materiálu. Důsledkem tohoto unikajícího proudu dochází k postupné degradaci jednotlivých fotovoltaických článků v panelu.



Obrázek 1 Princip vzniku PID [6]

Možnost výskytu PID efektu je přitom tím vyšší, čím vyšší je napěťový potenciál tohoto panelu vůči zemi (tedy podle toho, jaká je poloha panelu ve stringu sériově zapojených panelů). Výskyt PID je možné detekto-

vat prostřednictvím základních testů popsanych v IEC 61215. [2]. Některé typy (příčiny) PID efektu jsou při použití správného postupu vratné (PID efekt je možno snížit či eliminovat), některé jsou pak nevratné (PID efekt způsobený elektrochemickou korozi).

### 1.1. DETEKCE PID

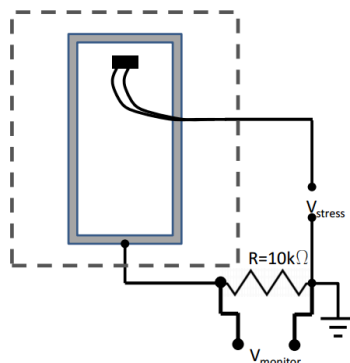
Vzhledem k narůstající poptávce po detekci PID je v současnosti ověřováno několik základních diagnostických metod, které by mohly potvrdit degradaci panelu vlivem PID.

#### 1.1.1. Elektroluminescence

Nejpřesnější metodou k potvrzení degradace FV panelu vlivem PID je ověření pomocí elektroluminescence. Nevýhodou je časová náročnost této metody, protože je nutné podezřelé panely odpojit a demontovat z instalace, následně přemístit do specializované laboratoře, kde je teprve možné provést měření.

#### 1.1.2. Měření izolačního odporu a unikajícího proudu

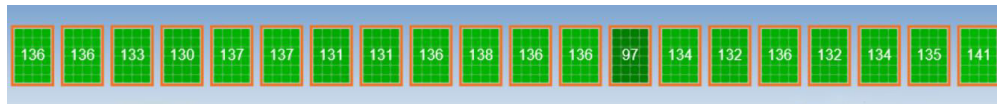
Jednou z diagnostických metod použitelných přímo v místě instalace je měření izolačního odporu stringu dle normy ČSN EN 62446. [3] Alternativní měření je možné realizovat dle schématu (Obrázek 2). Vývody panelu jsou zkratovány a mezi nimi a rámem panelu je externí vysokonapěťový zdroj. Z úbytku napětí na odporu je následně určen „unikající“ proud do země.



Obrázek 2 Měření unikajícího proudu vlivem PID [5]

#### 1.1.3. Inteligentní monitorovací systémy

Dalším způsobem je použití inteligentních analyzátorů jednotlivých panelů (Tigo, Smartblue, Solaredge), které monitorují okamžitý výkon každého panelu (viz Obrázek 3) a jeho napěťové a proudové charakteristiky, a umožňují identifikovat pokles výkonu a celkové provozní výkonnosti. Protože u těchto systémů je zároveň patrná poloha jednotlivých panelů ve stringu, lze PID efekt diagnostikovat velmi rychle i při vizuální analýze informací poskytovaných systémem (pokles výkonu panelů směrem ke konci stringu). Vzhledem ke komplexnosti tohoto řešení (monitorovací systém obsahující bezpečnostní prvky a nástroje pro údržbu) je však jeho případné použití výhradně pro detekci PID možné pouze v omezeném měřítku vzhledem k vyšším nákladům spojeným s instalací.



Obrázek 3 Panely ve stringu v monitorovacím systému Tigo s indikací okamžitého výkonu (vadná by-pass dioda, ale žádné PID)

### 1.1.4. Měření I-V křivek a elektrických panelů

Za základní provozní diagnostiku, kterou lze provést přímo v místě instalace tak lze považovat měření elektrických parametrů jednotlivých panelů a stringů (I-V křivek). Spolu se správně provedenou prohlídkou na místě lze diagnostikovat široké spektrum závad na instalaci, které se mohou projevit poklesem provozní výkonnosti a které mohou být zaměněny s výskytem PID.

## 2. KONTROLA FVE INSTALACE DLE ČSN EN 62446

Metodika kontroly FVE je uvedena v normě ČSN EN 62446 a je aplikovatelná na výchozí i opakované prohlídky FVE k zajištění optimálního provozu. Ve své podstatě je kontrola FVE rozdělena na dvě části. První část zahrnuje kontrolu dostupné dokumentace, druhá potom vizuální kontrolu na místě instalace spolu s měřením elektrických parametrů FVE k zajištění bezpečnosti a bezproblémového provozu.

Základní dokumentace k FVE by měla obsahovat hlavní údaje o instalaci (především skutečný počet a typ použitých panelů a střídačů, lokalitu, datum uvedení do provozu), o projekční a montážní firmě a dále kompletní elektrická schémata zapojení, datové listy FV panelů a střídačů, údaje o nosné konstrukci, informace o pravidelné údržbě a revizní zprávy.

### 2.1. VIZUÁLNÍ KONTROLA

Samotná vizuální kontrola na místě instalace má za cíl ověřit soulad s poskytnutou dokumentací a detekovat potenciální problémy v instalaci.

Vizuální prohlídku lze rozdělit do několika částí a na základě námi provedených prohlídek a měření bychom rádi zdůraznili následující body, které jsou obsaženy v uvedené normě, ale při prohlídkách tvořily nejčastější nedostatky:

- Prohlídka DC komponent.
  - Kontrola skutečného typu a počtu panelů, jejich zapojení do stringů. Vizuální kontrola kabelů a kvalita dotažení konektorů. Kontrola pojistkových vložek.
  - Kabely mají být voleny a vedeny tak, aby se zabránilo jejich náhodnému uzemnění, případně zkratu. Zároveň by měly být vedeny tak aby nebyly zbytečně vystaveny extrémním povětrnostním vlivům.
  - Pokud je systém navržen bez jištění DC strany, musí být uvažován vliv zpětného proudu od ostatních stringů, na který musí být dimenzovány kabely a musí být ověřené, že použitý typ panelu umožňuje provoz s takovým zpětným proudem. Přesto doporučujeme stávající systémy doplnit o jištění DC strany.
  - V průběhu prohlídky má být ověřeno, že instalace je vybavena alespoň odpínačem DC pole od střídače (ideálně však i jištěním)
- Kontrola přítomnosti a provedení LPS.
  - Aby se minimalizovalo indukované napětí při úderu blesku, je nutné minimalizovat smyčky u vedení jednotlivých kabelů.
  - Je nutné dodržovat uzemnění nosné konstrukce panelů a provedení ochranného pospojování.
- Prohlídka AC komponent.
  - Kontrola kabelů, zapojení, jištění a přepětových ochran.
- Kontrola označení jednotlivých prvků instalace.
  - Cílem kontroly je zjistit, zda jsou jednotlivé prvky instalace (stringy, stringboxy, střídače) řádně označeny. Na místě instalace by mělo být dostupné jednopólové schéma zapojení. Hlavní vypínač by měl být jasně označen. DC rozvaděče mají být označeny varováním, že jsou pod napětím i při vypnutém hlavním vypínači (přestože se očekává přístup k zařízení pouze kvalifikovaným osobám).

## 2.2. MĚŘENÍ NA FVE SYSTÉMU

Norma opět definuje standardní postup pro měření všech parametrů především pro výchozí kontrolu instalace. V případě periodické kontroly k ověření vlastností systému je možné se zaměřit především na kontrolu DC části instalace sestávající z:

- Ověření izolačního odporu FV pole.
- Měření parametrů stringu ( $U_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $U_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$  a I-V křivek).
- Provozní měření jednotlivých stringů a FVE jako celku, spolu se stanovením provozní výkonnosti.
- Diagnostika infrakamerou.
- Měření I-V křivek jednotlivých panelů u stringů vykazujících mimotoleranční parametry.

### 2.2.1. Ověření elektrických parametrů DC části instalace

K ověření měření izolačního odporu, základních parametrů stringu a I-V křivek byl použit přístroj Metrel MI3108, který umožňuje testovat izolační odpor napětím 1000V v souladu s normou a pro zjištění parametrů FV stringu přepočítává naměřené hodnoty na STC na základě teplotních koeficientů poskytnutých výrobcem panelu a aktuálně naměřené intenzity slunečního záření a teploty panelu.

### 2.2.2. Ověření provozní výkonnosti FVE

Ověření provozní výkonnosti FVE vychází z následující metodiky:

Výkonnost FV elektrárny je stanovena rovnicí:

$$PR = \frac{E}{((G_E - U_O) \cdot A \cdot E_{ffm})} \quad (\%), \quad (1)$$

kde

- |           |  |
|-----------|--|
| E         | Celkový objem elektrické energie vyrobené FV elektrárnou za relevantní období dle údajů zaznamenaných měřicím zařízením PDS (Wh).  |
| $G_E$     | Celková agregovaná energie slunečního záření zjištěná z údajů solárního čidla instalovaného v rámci FV elektrárny za relevantní období dopadající v lokalitě FV elektrárny na plochu FV panelů. V případě umístění více čidel v rámci FV elektrárny je pro určení celkové agregované energie použit vážený průměr všech naměřených veličin ( $Wh/m^2$ ).   |
| A         | Celková plocha všech instalovaných FV panelů v rámci FV elektrárny ( $m^2$ ).  |
| $E_{ffm}$ | Účinnost nových FV panelů použitých v rámci FV elektrárny ke konverzi slunečního záření na elektrickou energii, dle údajů výrobce v datasheetu daného panelu (%).  |
| $U_O$     | Celková agregovaná energie slunečního záření za relevantní období dopadající v lokalitě FVE na plochu solárních panelů, kterou nebylo možno konvertovat na elektrickou energii a dodat do sítě výlučně z některého z následujících důvodů ( $Wh/m^2$ ): <ul style="list-style-type: none"> <li>• V důsledku odpojení FVE nebo snížení napájecího výkonu PDS nezaviněného zhotovitelem.</li> <li>• V důsledku okolnosti vylučující odpovědnost ve smyslu § 374 Obchodního zákoníku.</li> <li>• V důsledku zhotovitelem nezaviněného poškození VN vedení připojovacího FVE do sítě třetí osobou mezi přípojným bodem PDS a oplocením FVE.</li> <li>• V důsledku poruchy nebo odpojení distribuční soustavy v daném místě.</li> <li>• V důsledku zasněžených modulů.</li> </ul> |

### 2.2.3. Měření IR kamerou

Dle přílohy D normy ČSN EN 62446 by měly být pro kontrolu infrakamerou dodrženy určité základní podmínky. Intenzita slunečního záření v rovině panelu by měla být v okamžiku měření vyšší než  $400W/m^2$ , ideálně vyšší než  $600W/m^2$ . Podmínky v průběhu měření by měly být stabilní. Měření může být provedeno jak

z přední, tak i zadní strany panelu. V případě měření z čelní strany je důležité nezastínit část panelu vlastním měřícím přístrojem nebo obsluhou.

Při vyhodnocení je důležité zohlednit rozdílné teploty způsobené montážními prvky a nálepkami na zadní straně panelu. Vzhledem ke skutečnosti, že teplota FV panelu se mění v průběhu dne, je důležité vyhodnocovat teplotní rozdíl mezi „hot-spotem“ a ostatními částmi FV stringu či panelu.

V případě detekce problému IR kameru by měla následovat vizuální prohlídka podezřelých částí. Dalším krokem je potom změření elektrických parametrů panelu a I-V křivek.

Výskyt hot spot indikuje elektrický problém v konstrukci panelu (sériový odpor, paralelní odpor). V každém případě je nutné provést vizuální prohlídku, při které mohou být zjištěny známky přehřívání (hnědá místa).

Měření IR kamerou je vhodné i ke kontrole konektorů propojujících jednotlivé panely (konektor by neměl být významně teplejší než kabel) a bypassových diod (dioda by neměla být horká – pokud není zastíněna část panelu).

V praxi jsme se setkali několika případy, kdy byly nesprávně interpretovány pořízené snímky, dle kterých byly diagnostikovány defekty panelů. Při podrobnější analýze bylo zjištěno, že nebyly dodrženy základní minimální podmínky pro testování tj. dostatečná intenzita slunečního záření a stálost teploty panelu a v několika případech také při měření došlo k částečnému zastínění testovaného panelu nečistotami (popřípadě obsluhou).

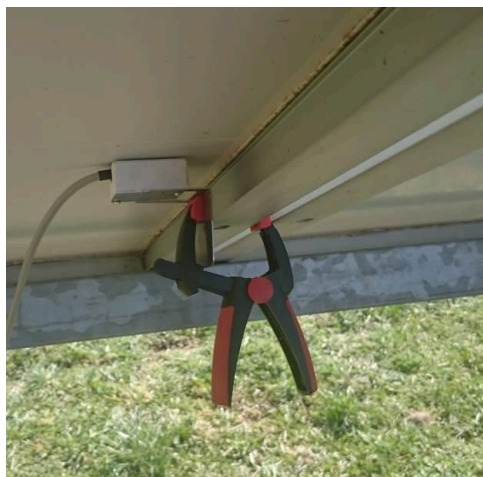
### 3. ZJIŠTĚNÉ NEDOSTATKY NA FVE

Během první poloviny roku 2015 bylo provedeno několik měření v různých lokalitách ČR za účelem provedení provozní diagnostiky a detekce defektů. Nárůst poptávky po diagnostických službách a detekci PID vystihuje současný stav FVE v ČR. V letech 2010-2011 došlo k masivnímu nárůstu počtu nových instalací, přičemž se velké množství FVE projektovalo a realizovalo ve velmi krátké době, často i s použitím méně kvalitních komponent. Výsledky a zjištěné nedostatky vybraných FVE jsou uvedeny níže (viz. Tabulka 2).

Provozní diagnostika jednotlivých řetězců byla provedena prostřednictvím analyzátoru Metrel Eurotest PV MI3108 PS. Součástí analyzátoru je externí jednotka snímající signály z čidla intenzity slunečního záření a teplotního senzoru (viz. Obrázek 4 a Obrázek 5). Základní měření bylo provedeno pro jednotlivé stringy – v případech, kdy byl detekován rozdíl mezi reálným a nominálním výkonem stringu (vyšší než 10 %), bylo realizováno měření na jednotlivých panelech takto identifikovaného stringu.



Obrázek 4 Měření intenzity slunečního záření kalibrovaným fotočlánkem v rovině panelu



Obrázek 5 Kontaktní měření teploty panelu

Tábor 10. a 11.11.2015

Konference ČK CIREĐ 2015



Kritéria pro vyhodnocení výsledků měření I-V charakteristik byla následující:

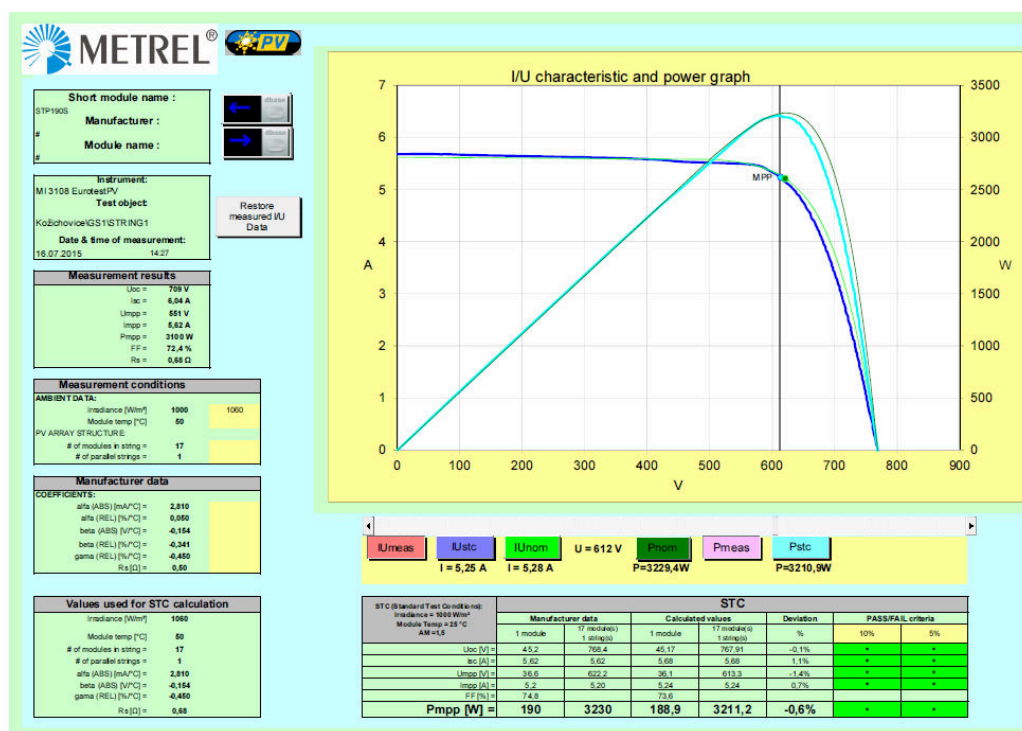
- Norma ČSN EN 62446.
- Norma ČSN EN 61215.
- Tvar a průběh VA charakteristiky musí odpovídat předpokládaným hodnotám bez zjevných zkreslení.
- Odchylka STC výkonu stringu/panelu do -10 %, kladná odchylka nebyla posuzována jako chyba.

Pro jednotlivé stringy byly změřeny I-V charakteristiky a změřené hodnoty byly pomocí funkce přístroje přepočteny na hodnoty odpovídajícím standardním testovacím podmínkám (STC) s využitím hodnot intenzity slunečního záření a teploty panelu zaznamenané v okamžiku měření.

Ukázka výstupu z provedeného měření je níže (Obrázek 6). Tmavě modrou barvou je vyznačen průběh I-V charakteristiky přepočítaný na STC hodnoty, světle zelená křivka ukazuje průběh podle nominálních parametrů zadaných výrobcem panelu.

Tmavě zelená křivka značí výkonovou křivku podle nominálních parametrů výrobce panelu, modro zelená potom měřený průběh výkonové křivky přepočítaný na STC hodnoty. Hladký průběh charakteristiky neindikuje žádné zjevné vady v zapojení stringu.

V tabulce pod grafem (Obrázek 6) je vidět výsledná odchylka sledovaných parametrů jak pro celý string, tak i pro jednotlivé panely v něm. Je nutné zdůraznit, že vyhodnocovací metodika použitého měřicího přístroje při měření parametrů celého stringu pracuje tak, že jednotlivé parametry stringu jsou rovnoměrně rozloženy podle počtu panelů a to nezávisle na skutečnosti, že některý z panelů ve stringu má tyto parametry výrazně odlišné. V tomto konkrétním případě se nejedná o výsledky měření jednotlivých panelů ale celého stringu. Zároveň jsou v tabulce zdůrazněny odchylky parametrů o více jak 5 a 10 %.



Obrázek 6 Ukázka výsledku měření I-V charakteristiky

Na uvedeném grafu (Obrázek 6) je zřejmý hladký průběh, téměř totožný s očekávanými parametry. Odchylka výkonu od nominální hodnoty je v tomto případě -0,6 %, což lze vzhledem k typu panelů a přesnosti měření považovat za bezproblémový stav.

Dle výše popsaného postupu je možné snadno odhalit i vizuálně nezjistitelné problémy a defekty, případně ověřit stav instalace po prohlídce IR kamerou. Zároveň lze při postupném měření jednotlivých panelů ve stringu sledovat trend odchylek výkonu a ověřit tak výskyt PID. Ukázka výsledků získaných měření panelů po panelu je uvedena níže (Tabulka 1). Výsledky měření prvního stringu neindikují problém. Pokles výkonu se mění náhodně a pravděpodobně je způsobem jiným mechanismem, než je PID (poškození vnitřní struktury, nečistoty, chyby při výrobě). Druhý string obsahoval vadný panel, který se projevoval poklesem výkonu při měření celého stringu. Panel byl funkční pouze z jedné třetiny ( $U_{oc}=15$  V). Třetí string vykazoval rovnoměrný pokles výkonu a uvolněné konektory, do kterých pronikala vlhkost a způsobila tak oxidaci kontaktů. Následující obrázky (Obrázek 7 - Obrázek 8) demonstrují ukázky chyb v instalacích, které se nejčastěji opakovaly během dosavadních prohlídek na jednotlivých lokalitách.

String 1			String 2			String 3		
	P <sub>STC</sub> (Wp)	Δ P (%)		P <sub>STC</sub> (Wp)	Δ P (%)		P <sub>STC</sub> (Wp)	Δ P (%)
Panel 1	269,3	-3,82	Panel 1	258,0	-7,86	Panel 1	254,3	-9,18
Panel 2	263,3	-5,96	Panel 2	262,0	-6,43	Panel 2	258,2	-7,79
Panel 3	258,7	-7,61	Panel 3	257,4	-8,07	Panel 3	259,6	-7,29
Panel 4	259,4	-7,36	Panel 4	262,0	-6,43	Panel 4	259,7	-7,25
Panel 5	262,2	-6,36	Panel 5	70,0	-75,00	Panel 5	257,6	-8,00
Panel 6	269,8	-3,64	Panel 6	259,8	-7,21	Panel 6	262,1	-6,39
Panel 7	274,8	-1,86	Panel 7	267,9	-4,32	Panel 7	259,1	-7,46
Panel 8	288,3	2,96	Panel 8	267,0	-4,64	Panel 8	254,9	-8,96
Panel 9	291,6	4,14	Panel 9	262,1	-6,39	Panel 9	255,1	-8,89
Panel 10	298,6	6,64	Panel 10	272,2	-2,79	Panel 10	254,7	-9,04
Panel 11	281,9	0,68	Panel 11	268,4	-4,14	Panel 11	262,2	-6,36
Panel 12	270,2	-3,50	Panel 12	271,0	-3,21	Panel 12	256,5	-8,39
Panel 13	275,1	-1,75	Panel 13	273,2	-2,43	Panel 13	260,2	-7,07
Panel 14	267,3	-4,54	Panel 14	271,3	-3,11	Panel 14	260,4	-7,00
Panel 15	269,3	-3,82	Panel 15	270,4	-3,43	Panel 15	263,9	-5,75
Panel 16	271,2	-3,14	Panel 16	268,0	-4,29	Panel 16	265,9	-5,04
Panel 17	271,2	-3,14	Panel 17	267,5	-4,46	Panel 17	261,1	-6,75
Σ	4 642,2		Σ	4 328,2		Σ	4 405,5	
Legenda odchylky výkonu (%)								
	-10	-5	0	5	10			

Tabulka 1 Výsledky měření jednotlivých stringů po jednotlivých panelech



Obrázek 7 Nahrazení panelu odlišným typem<sup>1</sup>



Obrázek 8 Zastínění části pole okolním porostem

<sup>1</sup> Kombinace panelů s různou technologií a elektrickými parametry způsobuje posun pracovního bodu celého stringu mimo jeho optimum a zhoršuje tak celkovou provozní výkonnost.

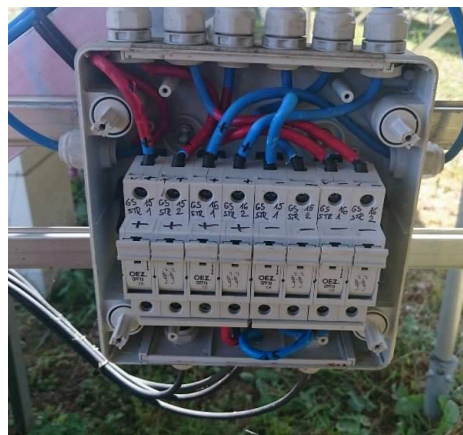


Tábor 10. a 11.11.2015

Konference ČK CIREĐ 2015



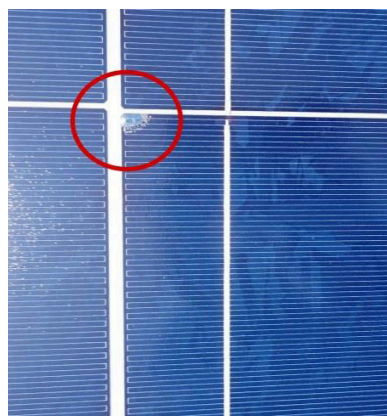
Obrázek 9 Část kabelu s poškozenou izolací kabelu o nosnou konstrukci



Obrázek 10 Nesprávně zapojený<sup>2</sup> a označený stringbox



Obrázek 11 Nesprávné uchycení panelu



Obrázek 12 Delaminace ve struktuře panelu

<sup>2</sup> Nesprávné zapojení spočívá v zapojení pojistkových odpínačů, tak že jsou vždy rozpojeni dva kladné vývody. Nelze tak odpojit pouze jeden string. V rámci úspor jsou kabely poddimenzovány a následně přeznačovány.

Tábor 10. a 11.11.2015

Konference ČK CIREĐ 2015



	Technologie panelů	Uzemnění DC+, DC-	Typ instalace	Provoz od	PID	Provozní výkonnost (%)	Projektové chyby	Chyba instalace/údržby
1	Polykrystal	ne	volně stojící	07/2010	ne	83,1	Paralelní spojení stringů s různým počtem panelů v sérii. Chybějící jištění a odpínače DC části instalace.	Nedotažené spoje v DC části instalace, zastínění částí panelů nevhodným uchycením, poškozená krycí skla FV panelů.
3	Monokrystal	ne	volně stojící	09/2010	ne	82,25	Pokles výkonnosti způsobený nesprávnou volbou typu použitých střídačů.	žádné
4	Polykrystal	ne	střešní instalace	12/2010	ne	88,4	žádné	žádné
5	Monokrystal	ne	střešní instalace	03/2011	ne	85,4%	Zastínění okolními budovami v zimních měsících, chyby v provedení DC rozvodů.	žádné
6	Monokrystal	ne	střešní instalace	04/2009	ne	76,5%	Nedostatečně dimenzované kabely na DC straně, rozdílné počty panelů ve stringu, zastínění okolními objekty.	Vadná pojistka v jedné fázi na AC straně, poškozené panely (degradace jednotlivých buněk).
7	Monokrystal	ne	volně stojící	12/2010	ne	83,7%	Nesprávné rozdělení PE a N vodiče, nestandardní zapojení jednotlivých stringů, chybné pospojování nosné konstrukce.	Nesprávně zapojené stringboxy, chybějící označení, nefunkční přepěťová ochrana na fázi L2 AC strany u všech střídačů. Rušení v okolí rámu panelů způsobené nesprávným uzemněním nosné konstrukce.

Tabulka 2 Výsledky měření a zjištěné nedostatky u vybraných FVE

## 4. ZÁVĚR

S ohledem na získané poznatky v průběhu měření na jednotlivých FV instalacích lze pro zajištění bezpečného provozu a optimální výkonnosti jednoznačně doporučit periodické prohlídky minimálně jednou ročně s následujícími kroky:

- Vizualní kontrola instalace – kontrola viditelných mechanických poškození, případně dotažení volných konektorů na DC kabelech.
- Měření IR kamerou – detekce skrytých problémů na panelech, přehřívajících se míst v kabeláži a stringboxech
- Měření I-V křivek jednotlivých stringů – v případě podezřelého poklesu výkonu následně provést měření panel po panelu.
- Měření provozní výkonnosti – vyhodnocení celkové provozní výkonnosti odhalí problémy na střídacích, případně dalších částech instalace.

Na základě dostupných informací týkajících se PID, měření provedených na několika FVE v ČR a dále na základě vyhodnocení provozu 20 fotovoltaických elektráren pomocí monitorovacího systému Tigo konstatujeme, že na žádné z kontrolovaných instalací se výskyt PID nepotvrdil. Jak bylo uvedeno v článku, poklesy výkonu u jednotlivých FV instalací, pokud se projeví, byly důsledkem jiných příčin. Vyhodnocením uvedeného vzorku 27 elektráren lze tedy předpokládat, že degradaci panelů vlivem PID je v ČR možné považovat za minoritní problém, který je vázán na konkrétní typ panelů a nejedná se o globální příčinu poklesu výkonnosti FVE v ČR, která velmi často souvisí s nedostatečnou údržbou, případně chybami v návrhu samotné FVE.

## Poděkování

Článek vznikl za podpory Centra pro výzkum a využití obnovitelných zdrojů energie (CVVOZE). Autoři děkují Ministerstvu školství, mládeže a tělovýchovy ČR za podporu poskytnutou v rámci programu NPU I (projekt č. LO1210) a Technologické Agentuře ČR (projekt č. TA04021196).

## 5. LITERATURA

- [1] Mastný, P.; Moravek, J.; Vrana, M.; Pitron, J. Current Status of the Potential Induced Degradation in Czech Republic. In *Advances in Environmental and Geological Science and Engineering. Energy, Environmental and Structural Engineering Series*. Salerno, WSEAS Press: Italy, 2015. s. 78-83. ISBN: 978-1-61804-314-6.
- [2] IEC 61215, Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules - Design Qualification and Type Approval, IEC, Geneva, 2005.
- [3] ČSN EN 62446. Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection, Geneva: IEC, 2010.
- [4] Saly, V.; Vary, M.; Packa, J.; Perny, M. Electrical Characterization of PV Modules after Three Years of Operation. In *Proceedings of the 16th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2015*, VSB Ostrava, 2015, s. 484-487, ISBN 978-1-4673-6787-5.
- [5] Reed, Mason J. Experimental Determination of Potential Induced Degradation Acceleration Factors for Various Encapsulants, Test Conditions, and Installation Locations ,2nd ATLAS/NIST Workshop on Photovoltaic Material, 2013. [cit. 2015-09-25]. Dostupné z: [http://www.nist.gov/el/building\\_materials/upload/Reed-Poster.pdf](http://www.nist.gov/el/building_materials/upload/Reed-Poster.pdf)
- [6] Pingel, S. Frank, O., Winkler, M., Daryan, S., Geipel, T., Hoehne, H., Berghold, J. Potential Induced Degradation of Solar Cells and Panels, *In Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference – July 2010*

**doc. Ing. Petr Mastný, Ph.D. ([mastny@feec.vutbr.cz](mailto:mastny@feec.vutbr.cz))**

Je absolventem VUT v Brně elektrotechnické fakulty se zaměřením na silnoproudou elektrotechniku a elektroenergetiku. Vědecký titul Ph.D. získal v roce 2006. Fotovoltaickými systémy se teoreticky i prakticky zabývá více než 10 let.

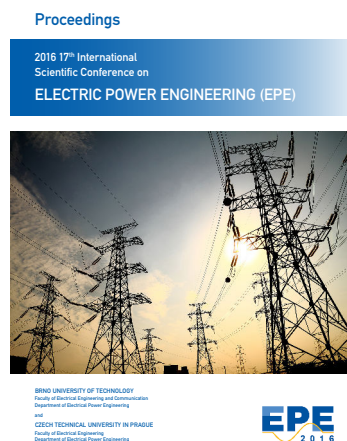
**Ing. Jan Morávek ([jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz](mailto:jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz))**

Na fakultě elektrotechniky a komunikačních technologií VUT v Brně se věnuje optimalizačním procesům fotovoltaických systémů. Zaměřuje se na technologii, projekty a programování řídicích prvků pro systémy s obnovitelnými zdroji energie. Tuto problematiku řeší od roku 2008.

**Ing. Miroslav Vavera ([miroslav.vavera@sunlux.cz](mailto:miroslav.vavera@sunlux.cz))**

Po absolvování SPŠ se specializací na měření a regulaci vystudoval elektrotechnickou fakultu VUT Brno. Po dlouholetém působení v obchodních technických a manažerských funkcích v oblasti IT se od roku 2009 věnuje FV, především pak poradenství, měření, optimalizaci a monitoringu.

## A.13 Power Quality Issues Related to Power Flow Control in Systems with Renewable Energy Micro Sources



**Bibliografická citace:** MORÁVEK, J.; DRÁPELA, J.; WASSERBAUER, V.; MASTNÝ, P. Power Quality Issues Related to Power Flow Control in Systems with Renewable Energy Micro Sources. In Proceedings of the 2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). 1. Praha: Czech Technical University in Prague, 2016. s. 283-288. ISBN: 978-1-5090-0907-7. ©[2016] IEEE. Reprinted, with permission.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
MetRVVI A104

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek publikovaný na mezinárodní konferenci EPE 2016 prezentuje vliv regulátorů toku výkonu na kvalitu elektrické energie. Výzkum navazuje na dosavadní dosažené výsledky autora a zohledňuje aktuální legislativní požadavky v oblasti mikrozdrojů a jejich připojování do elektrizační soustavy. Článek prezentuje výsledky přímo související s možnostmi řízení toků elektrické energie v systémech s obnovitelnými zdroji prostřednictvím spínání přídatných zátěží. Tento způsob řízení je provozovateli FVE používán k optimalizaci energetické bilance bez ohledu na zpětné vlivy na síť.

V článku je popsán způsob regulace pomocí SSR (Solid State Relay) se spínáním v nule a fázovou regulací. Vliv takto spínaných zátěží se projevuje především v nárůstu flikru, harmonického zkreslení napětí a středofrekvenčního rušení. V rámci výzkumu v této oblasti se autor dizertační práce podílel na návrhu zapojení měřicí sestavy a souvisejícího měření. Dále zpracoval skripty pro vykreslení grafických závislostí z měřených dat a v navazujícím výzkumu v této oblasti se aktivně podílel na realizaci externích školení pro zaměstnance distribučních společností. Dalším dílčím výsledkem je tvorba laboratorní úlohy v předmětu Malé zdroje elektrické energie zaměřené na porovnání algoritmů spínání komerčně dostupných regulátorů toků výkonu.

# Power Quality Issues Related to Power Flow Control in Systems with Renewable Energy Micro Sources

Jan Moravek, Jiri Drapela, *member IEEE*, Vojtech Wasserbauer, Petr Mastny  
Brno University of Technology, Faculty of Electrical Engineering and Communication  
Brno, Czech Republic

jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz, drapela@feec.vutbr.cz, wasserbauer@feec.vutbr.cz, mastny@feec.vutbr.cz

**Abstract**—The paper is focused on power flow control in energy systems with grid-on renewable energy sources employing time-proportional controlled and phase angle controlled resistive loads (like boilers) to balance energy produced by the sources. The system operational properties are described and major mechanisms affecting power and voltage quality are identified. Contributions of the pulse-width regulated loads to voltage flicker, system harmonics and to high frequency conducted disturbances in audio range (2-250 kHz) are studied on a test system realized in a small laboratory measure. Finally, on the basis of experimental results, limiting power of regulated resistive loads from point of view of flicker and harmonic current emissions is estimated.

**Keywords**—flicker; harmonics; conducted EM; renewable; power flow control; power quality; PWM control; phase angle control;

## I. INTRODUCTION

In a case of small power sources operated by customers in parallel with the Distribution System (DS) for personal use only and not with the intention of producing electricity for sale, it is always the best way to consume the produced electricity at the site [1]. From the economic point of view, it results in savings due to the different prices for produced energy (lower) and delivered energy, injected to or consumed from the public grid, respectively. The potential of such savings can be magnified or even suppressed by specific economic model, grant policy and by technical requirements on installations applied in each country.

Since household electricity production typically does not correlate in power or/and in time with on site consumption it is necessary to provide, in order to maximize the effect, an optimal balance between. In general, the power of production and consumption facility can be managed (controlled), if corresponding devices support built-in proper regulation of power or, in case of loads, if additional power regulator (controller) is employed and moreover if such control/regulation is user-acceptable [2]. Most of typical domestic electrical appliances are associated to user's immediate needs (for instance lighting) and cannot be controlled or even regulated to ensure the power balance. Those devices belong for this purpose to uncontrollable loads. On other hand, demand of electrical

appliances such as electric heaters, boilers, etc., providing in fact accumulation of electricity to heat, is not strongly related in time to use. Thus, those loads can be managed to shift their power demand within a day to meet the (variable) power production, for instance from PV sources [3]. Nevertheless, power demand of any load or any sum of the loads is not typically the same at any time as generated power, since electric heating systems are designed to meet different requirements. Moreover, in domestic installations, input power of the heating systems is usually comparable or bigger than installed power of the generator. Then input active power regulation can be fictively ensured by controlling on/off states as it is normally employed to regulate output power of electric table cooker, induction cooker, microwave oven, electric oven, etc.

Considering the power source of certain actual power  $P_G$  and a resistive load representing the heating system with switch-on power  $P_L$  bigger than  $P_G$ , the energy balance from point of view of DS can be fictively achieved by Pulse-Width Regulation (PWR) of the load, changing switch-on state (switch-on time  $T_{ON}$ ) in a switching cycle period  $T_C$ . The situation is documented in Fig. 1, where the energy balance is based on the following expression:

$$(P_L \cdot T_{ON} + P_G \cdot T_C)_{T_C} = 0 \quad (1)$$

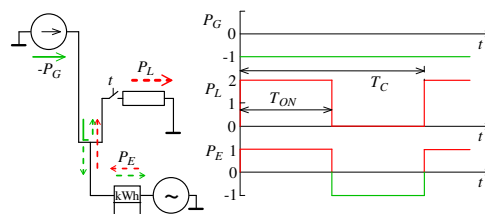


Fig. 1. Active power flows in a system with an energy micro source and pulse-width regulated resistive load

In fact, the described principle does not ensure power balance of the system at any time. Just about 50 % (or more) of the energy produced by the power source goes directly to the load, the rest is processed via DS which is utilized for short-term “accumulation”. However, if the switching period  $T_C$  will be equal or shorter than integrating period (measuring window time  $T_{MW}$ ) of a revenue meter, in connection according to Fig. 1, and a balance according to (1) will be established, the measured and cumulated/registered energy in both directions

The paper was prepared at Centre for Research and Utilization of Renewable Energy (CVVOZE). Authors gratefully acknowledge financial support from the Ministry of Education, Youth and Sports of the Czech Republic under NPU I programme (project No. LO1210).

(consumed and produced energy) will be zero or close to zero respectively. Standard revenue meters metrics use nowadays  $T_{MW}=1$  s, while switching cycle time  $T_C$  of electric cookers or ovens are in orders of 10 s to 1 min, thus switching of the electric boilers or heaters with period shorter than 1 s has to be realized.

On the basis of the approach, actually misusing weakness of the revenue meters, there are available commercial solutions on the market, being popular due to simplicity and low investments mainly in the case of existing installations. Practically, the switching is realized by Solid-State Relays (SSRs) with Zero-Cross Switching (ZCS) [4], where the achievable switching period starts from 1.5 periods with resolution of one period or even half-period, or even faster by phase angle controlled voltage converters. The switching devices connected in series with regulated load are driven by a power flow controller providing the required functionality given by (1).

It is clear that the load management of relatively high power consisting in the PWR will affect Power/Voltage Quality (PQ/VQ) in the public DS. Fast switching using SSRs cause admittedly periodical rectangular voltage changes, i.e. voltage flicker while phase angle control using triacs leads to harmonic distortion and even to High-Frequency (HF) conducted differential disturbance origin due to switching edges. The paper is focused on those PQ issues evaluating expectable disturbance levels by means of experimental study performed on a real small scale model.

## II. DESCRIPTION OF THE SYSTEM WITH POWER FLOW CONTROLLER

Typical integration of a power flow controller to customer's installation with grid-on micro PV source is shown on Fig. 2. The controller consists typically of total current and bus voltage sensing circuits, measured signals processing part, regulator, programmable switching logic and of output drivers controlling external and even low-power build-in switchers (SSRs, Relays). Connected controlled loads are managed by the power flow controller by means of settings and preferences pre-programmed in a service SW.

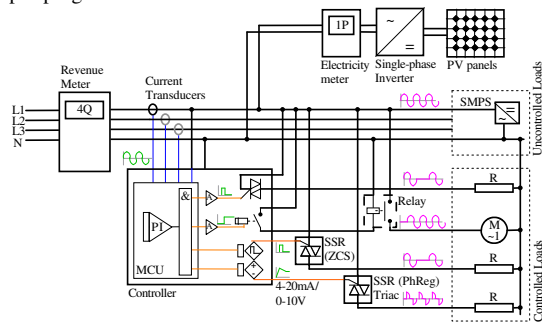


Fig. 2. Schematic of the system with a power flow regulator

Sensing part contains current (3-phase or single-phase according to the HW option) and voltage transducers whose output signals are digitized using low-performance A/D converters. Applying simplifying presumptions instantaneous power or even active power is estimated from digitized signals consequently. Measurement and the power determination are

not so accurate, but it is not critical issue. Calculated power is led to a differential PI regulator, where the reference input power is  $P_{ref}=0$ . Time constant of integrating part of the regulator is typically of 100 ms. Regulator topology can be programmed to maintain virtual zero flow over all of three phases or for each phase separately. Based on the regulator(s) output level and current state of all outputs, different types of outputs are taken into operation and controlled according to pre-programmed preferences, so that the short-term energy balance at the point of measurements is zero. The controller is of following three output types used to manage the loads: relay output to drive coil power relays, PWM output signal to drive SSRs with ZCS and analog signal 0–10 V to drive triacs [5].

### A. Cascade load switching using coil relays

Loads connected via coil relays are those not suitable for fast switching (pump drives, etc.) thus dedicated for long-term operation to reduce required regulation power if actual generation exceeds available power of load switched by SSR or by triac. Occasional switching of those loads resulting in voltage changes related to switch-on and -off operations does not affect the grid VQ significantly if the switched load is of reasonable power. If more background active power is needed to maintain energy equilibrium, other loads can be connected in a cascade. It is important, that the power of the loads is rationally distributed between the relay outputs, to prevent high step changes and to use the whole potential of cascade switching.

### B. Dynamic load switching using SSR with ZCS

The use of PWM driven SSR allows regulating input average active power of the suitable loads (electric boilers, etc.) from 0-100% with step resolution given by one period of fundamental frequency since half-period resolution may lead to origin of DC component in drawn current. The instant active power varies in time and its average value depends on the duty cycle of the switching in the switching cycle period. As it was mentioned in previous chapter, to achieve maximal affection/reduction of active energy registered by the standard revenue meters, the switching cycle period  $T_C$  has to be  $T_C \leq 1$  s., i.e. 50 periods in case of 50Hz systems ( $f_N$ ). Actually, it is typically shorter. It means that such switched load will lead to supply voltage rectangular amplitude modulation with modulation frequency  $f_M$  of 1 Hz or bigger and with modulation depth depending on switched load (power) current magnitude and on the DS impedance at point of delivery. Since power of the switched load is practically in kW and taking into account modulation frequency approaching most disturbing range of frequencies [6], the voltage variation may result in exceeding limits for short-term flicker index, i.e.  $P_{st} > 1$  [7]. To prevent from unacceptable flicker level, the power flow controllers producers adopted switching strategy to keep switching cycle period  $T_C$  (in periods) as short as possible shifting the modulation frequency behind 9 Hz to maximally obtainable  $1/2 f_N$  or  $2/3 f_N$ . For example, if the switched load is of  $P_L=2$  kW and actual generated power is of  $P_G=1$  kW, the switching duty cycle has to be from (1) equal to 50 %:

$$\frac{T_{ON}}{T_C} = \frac{P_G}{P_L} \quad (2)$$

Supposing  $T_C \leq 1$  s (number of periods  $N_C=50$  for  $f_N=50$  Hz), corresponding switch-on periods and modulation frequencies are shown in Table I. On other hand, it is possible to start from the shortest  $N_{ON}=1$  period, thus the  $N_C$  is 2 periods and corresponding modulation frequency is of 25 Hz. Real waveform of the load voltage and current can be seen on Fig. 3.

TABLE I. SWITCHING STRATEGY WITH THE SAME 50 % DUTY CYCLE VS. MODULATION FREQUENCY ( $f_N=50$  HZ)

Switching period		Switch-on period		Modulation freq.
$T_C$ (s)	$N_C$ (-)	$T_{ON}$ (s)	$N_{ON}$ (-)	$f_M$ (Hz)
1	50	0.5	25	1
0.6	30	0.3	15	1.667
0.2	10	0.1	5	5
0.12	6	0.06	3	8.333
<b>0.04</b>	<b>2</b>	<b>0.02</b>	<b>1</b>	<b>25</b>

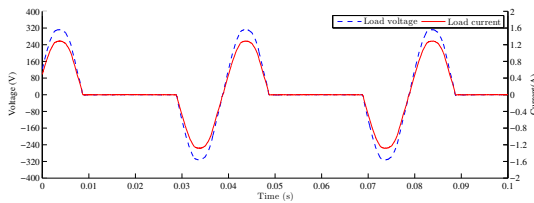


Fig. 3. PWM load regulation with duty cycle 50%

### C. Dynamic load switching using triacs

Considering switching of the load even faster, waveform shape of the load supply voltage within period has to be changed commonly at leading edge using triacs. The phase angle controlled resistive load operation is shown in Fig. 4. This kind of switching normally does not invoke voltage flicker, since the switching cycle frequency is shift to  $2 \cdot f_N$  (100 Hz) and input active power is regulated continuously by changing firing angle, thus duty cycle. Noticeable and even disturbing voltage flicker may arise when the firing angle is changed in time in a large range with a periodicity between 1 to 25 Hz.

More relevant there is distortion of input current leading to DS voltage distortion by means of corresponding voltage drop on the DS impedance. Two kinds of disturbances are related to: 1) harmonic distortion exhibiting in range to 40<sup>th</sup> harmonic order and 2) HF conducted differential disturbances due to fast switching edges. While content and levels of current harmonics depending on firing angle should comply in the worst case with permissible limits given by emission limits specified in [8], where the load type can be classified as device Class A, limits for the conducted differential disturbance up to 150 kHz are not established yet [9].

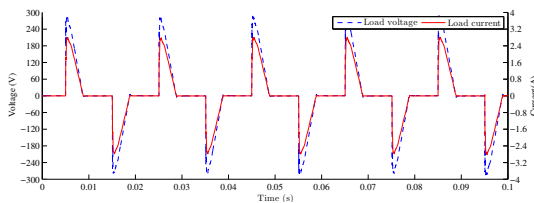


Fig. 4. Triac switched load with trigger angle  $\alpha = 112^\circ$

## III. TEST SYSTEM AND RANGE OF EXPERIMENTS

In order to study, verify and determine deterioration in PQ due to switching load based active power flow optimization, a test system in a small laboratory suitable measure, employing a commercial power flow controller, was realized (Fig. 5). The system is built around a PV power source assembled from a grid-on micro-inverter AESolar 330W which is supplied from a programmable DC power source to generate  $P_G=140$  W continuously. The resistive loads R1 and R2, representing electric boilers, are designed to be approximately twice the  $P_G$  to fulfill PV maximal power and to match separately generated energy if their switching duty cycle will be around 50 %. Summary of the system powers is in Table II. The loads are connected via a SSR and a triac respectively and are going to be operated alternatively. Both the switches are driven by controller GreenBonO (1f).

TABLE II. SUMMARY OF THE TEST SYSTEM ACTIVE POWERS

Device	Nom. voltage	Nom. power	Actual voltage	Actual power
	$U_N$ (V)	$P_N$ (W)	$U$ (V)	$P$ (W)
PV source		330	225	140
Load R1	230	212		203
Load R2		504		482

Towards testing results portability, test system scale has to be determined and appropriate DS line impedance has to be modeled. Maximal allowable power of single-phase devices (source or load) connected to public LV DS, with regard to influences on DS induced on line to neutral loop reference impedance  $\bar{Z}_{L-N,ref} = (0.4 + j0.25)\Omega$  [10] ( $f_N=50$  Hz), is to be  $S_{1f-G/L,max}=3.7$  kVA. Appropriate considered test system maximal apparent power of disturbing load is  $S_{MOD}=280$  VA. Then the power scale is about 1:13 and the required test system impedance is as follows:

$$\bar{Z}_{L,max} = \bar{Z}_{L-N,ref} \frac{S_{1f-G/L,max}}{S_{MOD}} = (5.29 + j3.30)\Omega \quad (3)$$

The modeled DS system impedance (Fig. 5) is composed of three blocks of the same impedance at 50 Hz,  $\bar{Z}_L = (1.77 + j1.02)\Omega$ , where each impedance block was made using resistors and core-less coils. Total impedance of all three blocks is then similar to (3):  $3\bar{Z}_L = (5.31 + j3.06)\Omega$ . The LV supply system impedance  $\bar{Z}_i$  (Fig. 5) can be considered negligible:  $|\bar{Z}_i| \cong 0.22\Omega \ll |\bar{Z}_L| = 2.04\Omega$ . The constituted test system impedance is suitable to investigate voltage variations/flicker. Nevertheless, harmonic and HF differential disturbance emissions and propagation may be influenced by resonant circuits formed in real DS or even in customers installations.

Designed range of tests covers all following combinations of the test system connection (A) and operation (B): B1) in order to verify background VQ indices, the PV source as well as both regulated loads are disconnected; B2) only PV source is in operation; B3) PV source with ZCS SSR controlled load R1 are in operation; B4) PV source with triac controlled load R2 are operated; A) the test system impedance is changed in three steps,  $\bar{Z}_L$  or  $2\bar{Z}_L$  or  $3\bar{Z}_L$  are in use to simulate different disturbing load to system impedance ratio (see dashed line in Fig. 5). System of measuring devices fitted to measure all the monitored circuit quantities and PQ indices is documented in



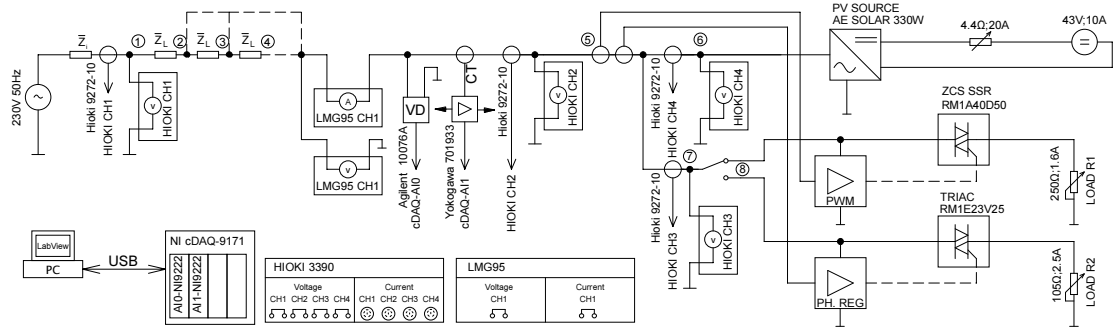


Fig. 5. Wiring diagram of the test system

Fig. 5. Analyzer HIOKI 3390 with current probes Hioki 9272-10 was employed to record current and voltage waveforms in test points 1, 5, 6 and 7 (Fig. 5). Current and voltage harmonics in consonance with [8] and [11] and flicker severity index according to [12] were measured in test point 5 by precise wattmeter LMG 95. And finally, HF differential disturbances in frequency range from 2 to 250 kHz were captured in test point 5 by developed HF analyzer. The analyzer is based on virtual instrumentation utilizing appropriate voltage divider and current transducer connected to NI 9222 measuring card docked in NI cDAQ-9171. Measured signals are processed by means of FFT applied on consecutive 200 ms fixed rectangular measuring windows. The resulting frequency components with step of 5 Hz are subsequently grouped over 100 Hz span with centered frequencies at even multiples of 50 Hz adopting procedure introduced in [11].

#### IV. EXPERIMENTAL RESULTS

The measurement was performed under conditions described in previous section focusing on the flicker, harmonic and HF distortion due to operation of switched load driven by active power flow controller. Waveforms of currents and voltages obtained in test points 5 and 6 (Fig. 5) for the PV source balanced by the SSR switched load R1 or by the triac switched load R2 are shown in Fig. 6 and Fig. 7, respectively. Corresponding waveforms taken in test point 7 are then in Fig. 3 and Fig. 4. All of the waveforms were acquired if one block of the system impedance  $\tilde{Z}_L$  was in use.

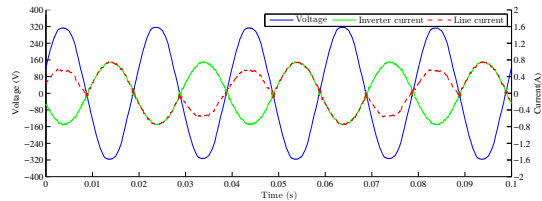


Fig. 6. Line and inverter waveforms – SSR switched load

It can be seen that the energy/power balanced state adjusted by the controller for setup given in Table II. led to one period on and off state of SSR driven load and to firing angle of 112° of triac driven load.

Summary of VQ indices in the delivery point for the operation states being in view is available in Table III., Where  $r_Z$  is ratio of the employed system impedance ( $\tilde{Z}_L$ ,  $2\tilde{Z}_L$  or  $3\tilde{Z}_L$ ) to the estimated impedance in (3). Except short-term flicker level  $P_{st}$  and total harmonic distortion of the voltage

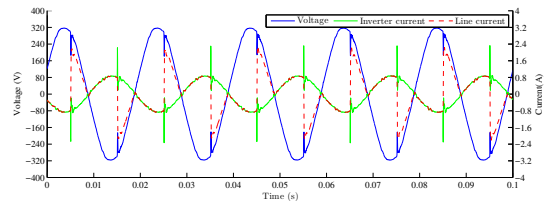


Fig. 7. Line and inverter waveforms – triac switched load

$THD_U$  in test point 5, total magnitude of voltage differential disturbance in range from 2 to 250 kHz  $U_D$  is presented, where:

$$U_D = \sqrt{\sum_{f_c=2000Hz}^{249950Hz} U_{f_c}^2} \quad (4)$$

being  $U_{f_c}$  measured grouped disturbing voltage at each centered frequency. Table III. is also supplemented by results corresponding to background disturbances level and by values obtained for separately operated PV source.

TABLE III. SUMMARY OF MEASURED RESULTS

Variant	$\tilde{Z}_L$ ( $\Omega$ )	$r_Z$ (-)	$P_{st}$ (-)	$THD_U$ (%)	$U_D$ (Vrms)
Background	-	-	0.09	1.9	0.04
PV source	1.77+j1.02	0.33	0.00	1.9	0.32
	3.54+j2.04	0.66	0.01	2.0	-
	5.31+j3.05	0.98	0.02	2.2	-
PV+(SSR) load R1	1.77+j1.02	0.33	0.99	2.2	-
	3.54+j2.04	0.66	2.34	2.0	-
	5.31+j3.05	0.98	2.65	1.8	-
PV+(triac) load R2	1.77+j1.02	0.33	0.61	3.5	2.40
	3.54+j2.04	0.66	0.28	5.5	-
	5.31+j3.05	0.98	0.23	7.2	-

It acknowledges that flicker is an issue of SSR switched loads while phase angle controlled loads invoke harmonic and HF disturbances, as it was preliminary discussed in section II. At the same time, it is clear, that disturbance in public LV DS caused by the switched load based energy balance may reach or even exceed limits for corresponding VQ indices,  $P_{st,lim}=1$  and  $THD_{U,lim}=8\%$ , given by [7]. The tests results are discussed in details in following subsections organized in view of each disturbing phenomenon.

##### A. Flicker

Modulation of firing angle due to regulation process in case of the triac controlled load may lead in increasing of  $P_{st}$  above the background level (Table III.). However the changes are not normally able to exceed the admissible value.

On other hand, SSR switched load is of evident potential to achieve noticeably higher  $P_{st}$  values than 1. Resulting

from chosen active powers in the test system (Table II.) the switching frequency adjusted by the controller was mostly 25 Hz. Since the  $P_{L,R1}$  was lower than the double of  $P_G$  (see the line current waveform in Fig. 6), the switch-off time was time to time extended to balance control deviation, thus the switching frequency was transitionally decreased and flicker increased. It could be expected that the measured  $P_{st}$  (Table III.) would be linearly dependent on the changing test system impedance  $\bar{Z}_L$ . Nevertheless it has to be taken into account that the load power is reduced with decreased voltage within switch-on period and that the resulting voltage fluctuation affected power generated by the PV inverter, thus switching frequency and  $P_{st}$  were changed consequently.

It would be useful, for practical purposes, to estimate maximal size of switched load for which  $P_{st}=1$ .  $P_{st}$  level is except disturbing switched load size  $P_L$  proportional to connecting impedance  $\bar{Z}_L$ , determining together voltage change magnitude, and is nonlinearly depending on the switching frequency  $f_M$ , resulting from regulation process if generated power  $P_G$  is changing. Lets consider periodical switching in 230 V/ 50 Hz system with changing switching frequency as follows: one period switch-on time followed by a delay from one to 49 periods to form rectangular voltage changes from 25 to 1 Hz. It is quite similar, for the supposed voltage modulation, find out in terms of simulation the voltage change relative magnitude resulting in  $P_{st}=1$  ( $\Delta U/U_{P_{st}=1}$ ). The IEC standard flickermeter model from [13] was utilized and the obtained limiting values vs. modulation frequency are shown in Fig. 8. Switching frequency of 33.3 Hz was obtained supposing switch-on for half-period and switch-off state for one period.

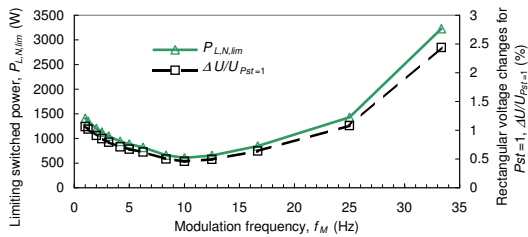


Fig. 8.  $\Delta U/U$  for  $P_{st}=1$  and limiting input active nominal power of switched single-phase resistive load vs. modulation/switching frequency

Then starting from simplified form for magnitude of the voltage drop on the line impedance ( $R_L+jX_L$ ) due to resistive load of input power  $P_L$  at voltage magnitude  $U$ :

$$\Delta U_L \cong R_L \cdot \frac{P_L}{U} \quad (5)$$

limiting input active nominal power of switched single-phase resistive load vs. switching frequency can be estimated (considering reference DS impedance):

$$P_{L,N,lim} = \frac{\Delta U}{U} \Big|_{P_{st}=1} \cdot \frac{U_N^2}{R_{L-N,ref}} \quad (6)$$

Resulting vales are shown in Fig. 8. As it can be seen, the limiting switched power is much lower in comparison to the power of readily used boilers or electrical heating systems.

## B. Harmonics analysis

Contribution of the SSR switched load to the harmonic distortion is negligible (Table III). Different situation occurs when the energy balance is realized by the triac controlled load. Line current and voltage waveforms from Fig. 7 result in harmonics spectra shown in Fig. 9. Content of current harmonics is influenced by compensated real part of the fundamental current while harmonics of higher order produced by the phase angle controlled load remain unchanged in the line current. Since the aim of the power flow control is to reduce real part of the fundamental current to be ideally equal to zero, representation of the line current harmonics in absolute measure seems to be convenient. Obtained voltage harmonics are set by expressively inductive character of the model system impedance  $\bar{Z}_L$  (one block in case of Fig. 9), which can be in real system formed by possible resonant circuits.

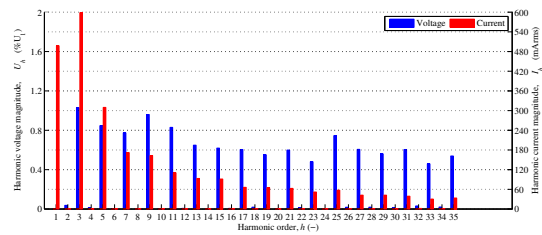


Fig. 9. Line current and voltage harmonics of the waveforms from Fig. 7 (inverter with active energy balance using phase controlled load)

Results in Table III. also indicate that  $THD_U$  does not increase linearly with inserted impedance  $\bar{Z}_L$ . It can be explained by the resistive load decrease with increased voltage drop on  $\bar{Z}_L$ , and by adaptation in the load current due to voltage distortion at switching edge (Fig. 7). Dependence of the voltage distortion on the load power, actual firing angle and on concrete DS system impedance does not allow to estimate limiting switched load power directly as in case of the flicker. Nevertheless, those loads can be classified as loads of Class A with defined absolute limits for harmonic current emissions specified in [8], being for even harmonics from 3<sup>rd</sup> to 13<sup>th</sup>:  $I_{h,lim} = 2.3, 1.14, 0.77, 0.4, 0.33$  and  $0.21$  A. Considering idealized shape of the phase angle ( $\alpha$ ) driven load current (Fig. 4):  $i(\omega t) = [\sqrt{2}P_N \cdot U_N^{-1} \cdot \sin(\omega t)]_{\omega t=\alpha}^{\pi}$ , magnitudes (rms values) of individual current harmonics can be obtained by means of analytical Fourier transform in following form:

$$I_h = P_N \cdot U_N^{-1} \cdot F(h, \alpha) \quad (7)$$

being  $P_N$  nominal power of phase angle regulated resistive load at rated voltage  $U_N$  and  $F(h, \alpha)$  is determined as:

$$F(h, \alpha) = \frac{2}{\pi \cdot (h^2 - 1)} \cdot \sqrt{\left( \frac{2 \cdot \cos \pi h \cdot (\cos \alpha h \cdot \cos \alpha + h \cdot \sin \alpha h \cdot \sin \alpha)}{+1 + \cos^2 \alpha + h^2 \sin^2 \alpha} \right)} \quad (8)$$

Finally, the limiting nominal power of the phase angle controlled resistive load is possible to express from (7) as follows:

$$P_{L,N,lim} = \min \left[ U_N \cdot I_{h,lim} \cdot F^{-1}(h, \alpha) \Big|_{\alpha=0^\circ}^{180^\circ} \right]_h \quad (9)$$

Taking into account just 3<sup>rd</sup> harmonic, the  $P_{L,N,lim}=1662$  W, or it is 945 W if harmonics up to 13<sup>th</sup> are covered.

### C. High frequency analysis

Measured conducted differential disturbances in drawn currents and system voltages (excited on the impedance  $1Z_L$  in test point 5 - Fig. 5) within chosen test system operations and in frequency range from 2 to 250 kHz are shown in Fig. 10 and 11. It can be seen, how the inverter or even phase angle controlled load ( $\alpha=112^\circ$ ), balancing the inverter active energy production, contribute over the background level. The inverter's switching components and its sinus filter response can be recognized in range from 10 to 100 kHz, while the current switching edges and corresponding commutation voltage drops (Fig. 7) manifest themselves in frequency domain up to 20 kHz. The voltage disturbance may be different in real world because of diverse DS impedance from that used in the test system. Nevertheless application of the phase angle driven load to control power flows may lead to interference in the audio band, which can be suppressed by insertion of large passive filters and by additional shielding.

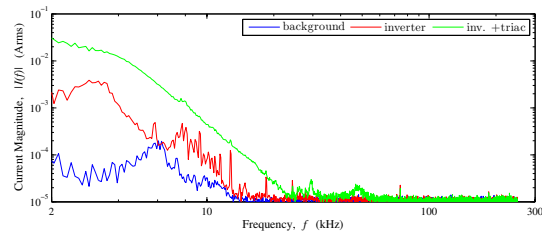


Fig. 10. Comparison of high frequency disturbance in the line current in case of the background, working inverter and with phase angle regulated load

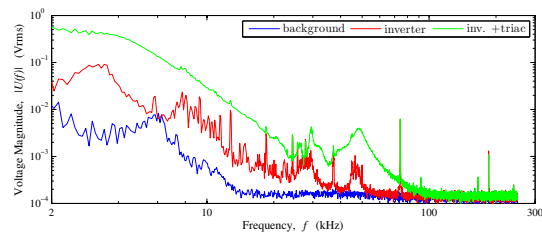


Fig. 11. Comparison of high frequency disturbance in the system voltage in case of the background, working inverter and with phase angle regulated load

## V. CONCLUSION

Regulation of resistive loads by means of SSRs and triacs driven by the proprietary controllers to balance energy produced by household micro-sources represents relatively cheap and available solution, mainly in the case of existing systems. On other hand, it was shown that the PWR may easily lead to deterioration in VQ exceeding allowed limits for voltage flicker or harmonic distortion, respectively. In order to demonstrate severity level, limiting power of resistive loads to be regulated (like boilers) was assessed. Even if the controllers support multi-level load control to follow actual production and maximal loads controlled by SSRs or triacs are defined by the controllers' producers to fulfill corresponding standards, it does not prevent from misusage. It is unfortunately in evidence that PWR loads are typically in range from 1 to 3.7 kW or more, for instance one heating element of originally 3f symmetrical heating system. Comparing to the assessed limiting values, it can cause dramatic violation of limits in the public DS.

Mainly in a case, when European countries tend to support "uncontrolled" deployment of the micro-sources potentially equipped with such energy balancing systems.

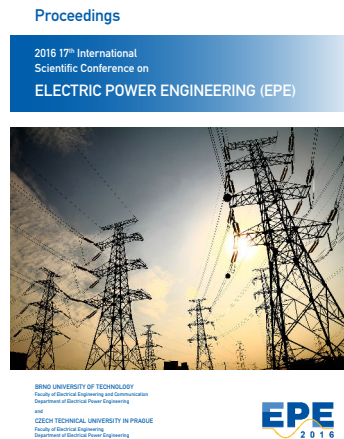
Finally, it has to be kept in view that the energy balancing approach based on fast switch mode control of the AC loads does not provide direct consumption of the whole amount of produced energy. In the worst case, 50% is consumed right locally and the rest is exchanged in terms of very short term "accumulation" in DS. "Virtual" zero active energy flow is based on the revenue meters weakness. Taking into account that the electricity distribution fees are matter of energy demand in many countries, the situation is pretty unfair to other costumers. Irregularities in the energy measurement and the accompanying PQ issues can be notably reduced changing strategy in controlling power flows integrating, for instance, fully controllable hybrid converters with an electric accumulation system [14][15].

## REFERENCES

- [1] I. Lampropoulos, W. L. Kling, P. F. Ribeiro, and J. van den Berg, "History of demand side management and classification of demand response control schemes," in *2013 IEEE PES General Meeting*. IEEE, 2013, pp. 1–5.
- [2] L. Kaira, M. Nthontho, and S. Chowdhury, "Achieving demand side management with appliance controller devices," in *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. IEEE, 2014, pp. 1–6.
- [3] T. Alnejaiili, S. Drid, D. Mehdi, and L. Chrifi-Alaoui, "Advanced strategy of demand-side management for photovoltaic-wind energy system," in *2014 15th Int. Conf. on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)*. IEEE, 2014, pp. 797–802.
- [4] M. Chipango and S. Chowdhury, "Domestic load control using pwm and zero crossing detection techniques," in *2015 50th Int. Universities Power Engineering Conf. (UPEC)*. (IEEE), 2015, pp. 1–6.
- [5] Philips Semiconductors, "Power semiconductor applications - power control with thyristors and triacs," Hazel Grove, pp. 485–552, 1994.
- [6] EN 61000-3-3:2013, "EMC - limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current 16 a per phase and not subject to conditional connection."
- [7] EN 50160 ed.3:2010, "Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks."
- [8] EN 61000-3-2:2006, "EMC - limits for harmonic current emissions (equipment input current 16 a per phase)."
- [9] CENELEC. SC 205A Mains Communication Systems, "TF EMI. electromagnetic interference between electrical equipments/systems in the frequency range below 150 khz ed," 2. Study Report, 2013, 89 pp.
- [10] IEC 725:1981, "Considerations on reference impedances for use in determining the disturbance characteristics of household appliances and similar electrical equipment."
- [11] EN 61000-4-7 ed.2:2002, "EMC - testing and measurement techniques - general guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto."
- [12] EN 61000-4-15 ed.2:2010, "EMC - testing and measurement techniques - flickermeter - functional and design specifications."
- [13] J. Drapela, "A time domain based flickermeter with response to high frequency interharmonics," in *13th Int. Conf. on Harmonics and Quality of Power. ICHQP 2008*. Wollongong, NSW, 2008, pp. 1–7.
- [14] S. Misak, J. Stuchly, L. Prokop, and P. Bracinek, "Possibilities of load control in grid-off systems in family houses," in *Electronics and market Czech-Slovak electrotechnical magazine*. in Czech, Ostrava-Poruba, Czech Republic, 2015, pp. 29–31.
- [15] J. Moravek and P. Mastny, "Hybrid energy system - optimization and new concept," *IAPGOS*, vol. 1, no. 3, pp. 77–80, 2014, ISSN 2083-0157.



## A.14 Concept of Fast Charging Stations with Integrated Accumulators - Assessment of the Impact for Operation



**Bibliografická citace:** MASTNÝ, P.; MORÁVEK, J.; VRÁNA, M.; Concept of Fast Charging Stations with Integrated Accumulators - Assessment of the Impact for Operation. In Proceedings of the 2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). 1. Praha: Czech Technical University in Prague, 2016. s. 194-199. ISBN: 978-1-5090-0907-7. ©[2016] IEEE. Reprinted, with permission.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
MetRVVI A104

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek prezentovaný na mezinárodní konferenci EPE 2016 popisuje koncept rychlonabíjecí stanice pro elektromobily s podpůrnou akumulací. Výzkum v této oblasti souvisí s řešením projektů spolupráce s průmyslem na Ústavu elektroenergetiky. Autor dizertační práce byl členem řešitelského týmu a článek tak prezentuje dílčí výsledky představeného konceptu. V rámci článku je provedena analýza současného stavu elektromobility v ČR a na základě potřeby rozšíření sítě rychlonabíjecích stanic jsou prezentovány základní energetické bilance pro systém kombinující FV systém o výkonu 20 kW<sub>p</sub>, rychlonabíjecí stanicí o výkonu 50 kW a podpůrnou akumulací o výkonu 50 kW a kapacitě 250 kWh. Představený koncept tak navazuje na dosavadní výzkum a poznatky s provozem hybridních systémů. V rámci článku je popsána inovovaná vnitřní logika řízení, která využívá nabíjení podpůrné akumulace primárně v nízkém tarifu.

# Concept of Fast Charging Stations with Integrated Accumulators – Assessment of the Impact for Operation

Petr Mastny, Jan Moravek and Michal Vrana

Department of Electrical Power Engineering

Brno University of Technology, FEEC

Brno, Czech Republic

mastny@feec.vutbr.cz, jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz, xvrana10@stud.feec.vutbr.cz

**Abstract**—The urgent need for the development of charging stations for hybrid cars and electric vehicles (EV) still shows as important in the context of the current gradual development of this type of transport. The paper contains an energy analysis of the concept of charging stations with integrated accumulators and renewable energy sources. Based on the concept are developed mathematical models. It was performed energy-economic analysis in order to verify the possibility of using the concept in this way to reduce the load of the network at the connection point.

**Keywords**—Charger; battery; accumulation, electromobility; electricity system

## I. ELECTROMOBILITY – PRESENT AND DEVELOPMENT

Electromobility is priority in EU and Czech Republic (CR), even though its massive development is hindered by an unavailable technology and insufficient infrastructure. Alternative technologies – such as Compressed Natural Gas (CNG) and electromobility are comparable technologies that limit the CO<sub>2</sub> emission and from long-term point of view allow meeting the strict emission limits applied to the new cars. Current trends indicate that CNG is gaining more market share, but is not expected to become one of the main types of fuels. This assumption is based on fact, that CNG has lower potential to reduce the CO<sub>2</sub> emission. Development of electromobility in the Czech Republic is hindered by several factors, e.g. limited offer of electric vehicles, low number of charging stations or small customer experience.

The Prague office of Roland Berger GmbH has prepared the analysis titled “The development of electromobility in the Czech Republic”. The development of the total number of personal cars in the Czech Republic was compiled in conjunction with data from the Ministry of Transport, Czech Statistical Office, and the Automotive Industry Association (AIA) and the result is the estimation of the number of electric cars in the Czech Republic in 2030 (see Table I) [1] [2].

According to the AIA, on the 1st January 2016 were operated 2.440 electric vehicles in the Czech Republic. It means 790 personal cars, 59 freight electric vehicles and 81 electrical work machines. Number of Registered electric bikes (electric scooters) and tricycles is 1.495.

The paper was prepared at Centre for Research and Utilization of Renewable Energy. Authors gratefully acknowledge financial support from National Feasibility Program I of Ministry of Education, Youth and Sport of the Czech Republic under project No. LO1210.

Most electric cars represented in the Czech Republic are Nissan Leaf (120), BMW i3 (105), Tesla Model S (104) and Volkswagen e-Golf, along with Volkswagen e-Up! (154). AIA expects that during 2016 could total number of personal and freight EV's rise to 1.500 pieces.

TABLE I ESTIMATED DEVELOPMENT OF ELECTRIC VEHICLES IN CR

	2015	2020	2030
population	10.5 mil.	10.7 mil.	11.0 mil.
number of passenger cars (middle development trend)	5.2 mil.	5.35 mil.	5.85 mil.
number of passenger electric vehicles	500 - 700	14 000	250 000
ratio of pass. electric vehicles	0.01%	0.26%	4.30%

Charging stations for electric vehicles may not need much new infrastructure in developed countries, less than delivering a new alternative fuel over a new network [3]. The stations can leverage the existing ubiquitous electrical grid and home recharging is an option. For example, polls have shown that more than half of homeowners in the USA have access to a plug to charge their cars. Also most driving is local over short distances which reduce the need for charging mid-trip. In the USA, for example, 78% of commutes are less than 40 miles (64 km) round-trip [4]. Nevertheless, longer routes between cities and towns require a network of public charging stations or another method to extend the range of electric vehicles beyond the normal daily commute. One challenge in such infrastructure is the level of demand – an isolated station along a busy highway may see hundreds of customers per hour if every passing electric vehicle has to stop there to complete the trip. In the first half of the 20th century, internal combustion vehicles faced a similar infrastructure problem.

The battery capacity of a fully charged electric vehicle from electric vehicle automakers is about 20 - 25 kWh, providing it with an electrical autonomy of about 100 miles. Tesla Motors released their Model S with battery capacities of 60 kWh and 85 kWh with the latter having an estimated range of approximately 480 km. Plug in hybrid vehicles have capacity

of roughly 3 to 5 kWh, for an electrical autonomy of 20 to 40 kilometers, but the gasoline engine ensures the full autonomy of a conventional vehicle [5] [6].

As the electric-only autonomy is still limited, the vehicle has to be charged every two or three days on average. In practice, drivers plug in their vehicles each night, thus starting each day with a full charge.

As already mentioned, one of the limiting factors in the development of electric vehicles is the development of a network of charging stations. In cooperation with CEZ, Inc., it was elaborated feasibility study of integral solutions of fast charging of electric vehicles and additional accumulators. The aim was to analyze the possibilities of additional accumulators to reduce the load on the connection point between the charging stations.

**A. Charging Stations**

For normal charging (up to 7.4 kW), car manufacturers have built a battery charger into the car. A charging cable is used to connect it to the electrical network to supply 230 volt AC current. For quicker charging (22 kW, even 43 kW and more), manufacturers have chosen two solutions: [7]

- Use the vehicle's built-in charger, designed to charge from 3 to 43 kW at 230 V single-phase or 400 V three-phase.
- Use an external charger, which converts AC current into DC current and charges the vehicle at 50 kW or more.

In Table II are defined EV's charging times for different types of charging stations. The charging time is defined for EVs battery capacity from 20 to 25 kWh.

TABLE II CHARGING TIME OF DIFFERENT CHARGING STATIONS [8] [9]

Charging time for 100 km of BEV range	Power of charger	Voltage	Current
6 - 8 hours	3.3 kW	230 V/AC	16 A
3 - 4 hours	7.4 kW	230 V/AC	32 A
1 - 2 hours	22 kW	400 V/AC	32 A
20 - 30 minutes	50 kW	400 - 500 V/DC	100 - 125 A
10 minutes	120 kW	300 - 500 V/DC	300 - 350 A

Individual types of charging stations divided by power are listed in Table III.

For the analysis of the charging station operation with additional accumulators support were selected fast charging stations with outputs of 25 kW and 50 kW. This choice was based from the assumed system location. Location contains a shopping center with a petrol station, situated on the outskirts of a town with a close capable of motorway network range.

In Fig. 1 and Fig. 2 are shown charging stations waveforms of three-phase power (P) and phase current (I<sub>φ</sub>) using the charging station with an output of 25 kW or 50 kW, based on available data from producers/suppliers [8] [9] [10] [11]. Displayed charging diagrams are valid for cars whose batteries are fully discharged. The time period defined for the charging cycle corresponds to charging the EV battery to 80% SOC.

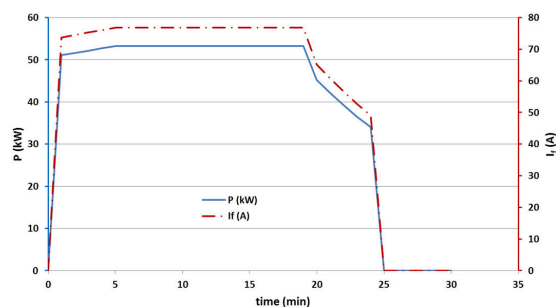


Fig. 1 Charging cycle for 50 kW fast charging station

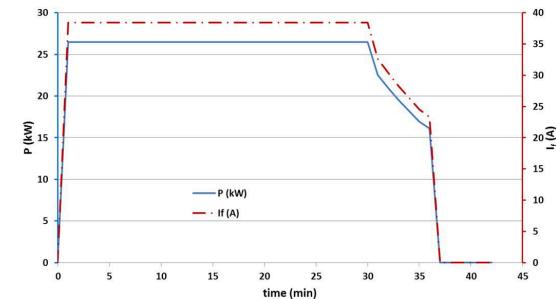


Fig. 2 Charging cycle for 25 kW fast charging station

TABLE III TYPES OF CHARGING STATIONS ACCORDING TO OUTPUT POWER

Charger	Type of charger	P <sub>DC</sub> (kW)	S <sub>n</sub> (kVA)	I <sub>AC,max</sub> (A)	Producer/Supplier
20 kW	Abb Terra 23 CJ	20	23	32	ABB
25 kW	FC25K-CH	25	27	39	EVCharger
50 kW	ABB Terra 53 CJ	50	55	80A @ 400 VAC	ABB
50 kW	Andromeda	50	53	76A @ 400 VAC	Andromeda Power LLC
120 kW	Tesla Supercharger 120	120	133	160A @ 480 VAC	TeslaMotors

P<sub>DC</sub> – charging power; S<sub>n</sub> – input power of charger; I<sub>AC,max</sub> – maximum current load

Based on the above diagrams of charging EV's (0% - 80% SOC) and estimated usage by the EV's, estimation of the charging station daily schedule (see Fig. 6) was prepared with energy analysis of supply point. The number of EVs used for the subsequent analysis was based on current developments and status of EVs in the Czech Republic and from traffic data defined by the place of installation, i.e. of the statistics indicated in Table I.

## II. CONCEPT OF CHARGING SITE

The concept of fast charging stations with support of renewable energy and accumulators assumes maximum use of electricity during low tariff (LT) stored in additional accumulators. Photovoltaic system is used to reduce the needed amount of electrical energy from the public grid.

The basic element of the proposed system (see Fig. 3) is fast charging station with output power of 50 kW. The working principle of the system is based on the assumption that primarily is used energy stored in additional accumulators (green arrows) for charging of vehicles (EV's). This energy is obtained during the validity period of LT.

In the case that the energy stored in the additional accumulators is not sufficient for all EV's during the day, it is possible to charge additional accumulators from the grid (red arrows). In this concept is also considered continuous charging of additional accumulators from photovoltaic source (yellow arrows) – the result of this concept could be a reduction of power demand from the grid during the validity period of high tariff (HT).

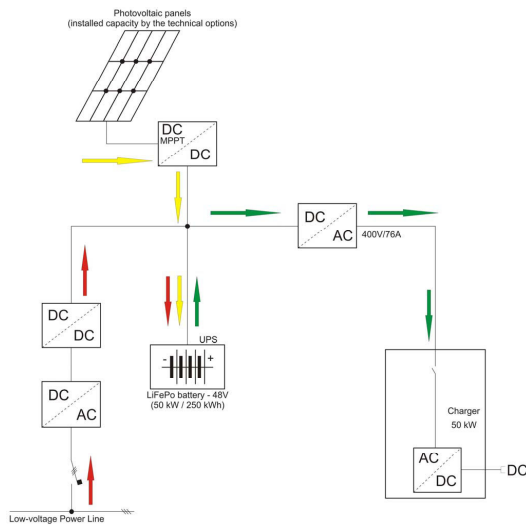


Fig. 3 Block diagram of charging station with additional accumulators

Two energy sources are powering the proposed system. Main charging is maintained by charger with constant power

output of 50 kW from the network during low tariff. The second source is the photovoltaic charging system (PVS) of installed capacity 20kWp (variable size of installed capacity) [12]. Due to the variable performance of the PVS throughout the year and day, the variable power output is estimated from the long-term averages of solar gains for two borderline cases, i.e. June and December (see Fig. 4).

In case of insufficient energy gain from PVS for the charging the additional accumulators, the charging time of the grid is regulated, so that at the beginning of the each day is the state an additional battery at 100% SOC. In worst scenarios will be the energy drained from the grid also during the HT.

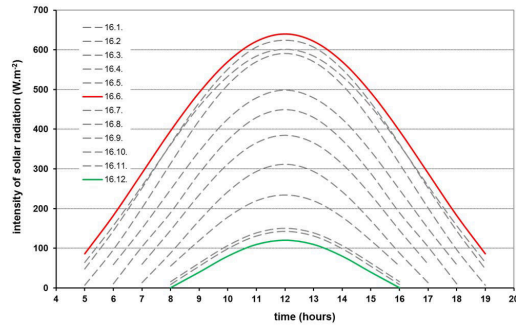


Fig. 4 Estimated waveforms of solar energy for December and June

### A. Model of Accumulation System

To verify the properties of additional accumulators was prepared a mathematical model of accumulators, which is based on Thevenin model that can be described by the following equation (1): [13]

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{R_1 C_1} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R_2 C_2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_1} \\ \frac{1}{C_2} \end{bmatrix} \cdot I_{bat} \quad (1)$$

$$V_{bat} = V_{oc} + V_1 + V_2 + R_s \cdot I_{bat}$$

The basic model parameters are defined as  $V_{oc}$  voltage (open circuit voltage), the voltage at the terminals of the battery  $V_{bat}$ , internal resistance  $R_s$ , which describes the battery polarization, reduced by the internal resistance.

Adding additional parallel RC circuits to the basic scheme can describe the characteristic behaviors of resources corresponding to the load changes (see Fig. 5). For battery-type LiFePO were added two parallel RC circuits that represent physical properties of the source. Thus assembled mathematical model does not reflect losses due to self-discharge of the battery. Assuming fast charge and discharge cycles, those losses are negligible [13] [14].



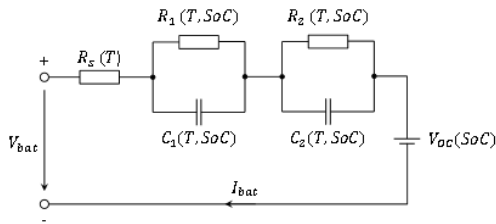


Fig. 5 Basic model of battery [13]

Based on the results of the simulation (performed in Matlab Simulink) of the storage system have been designed to limiting parameters of the charging site analysis. The model uses the described load diagrams and calculates the amount of energy for the individual subsystems. The mathematical model will be further extended with different parts of charging stand that allows overall depth analysis of the behavior of the charging station during various operating modes (the change in the load density, size of accumulators and photovoltaic system parameters).

### III. SIMULATIONS RESULTS

In order to simplify the simulation, the EV charging system assumptions considered in this analysis are:

- arbitrarily it is considered that 13 EV's could be charged during one day (time period from 6 am to 8 pm – see Fig. 6),
- for each EV charging operation starts from 0% SOC,
- all EVs remain in plug-in position to fulfill the battery (to achieve the complete charging procedure).

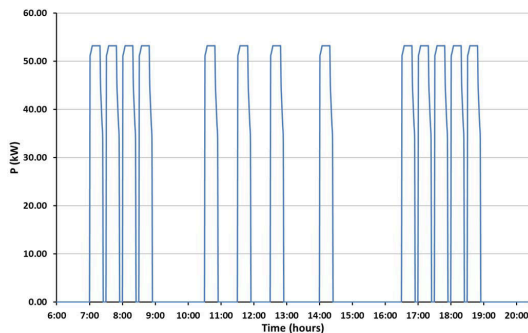


Fig. 6 Power load curve of charging station for 13 EVs

The design of the accumulation system is based on the total power at the accumulation interface (Fig. 7 and Fig. 8) the accumulation parameters are 50 kW/250 kWh. Negative power indicates discharge of the accumulator a positive value indicates its charging.

There are present the states of additional accumulator during day in June on Fig. 7. The power curve is combination of three different events. It can be seen, that between 7:00 and

19:00 has been drained power from the accumulator to charge the EV's. Between 6:00 and 20:00 is also battery charged with the additional power obtained from PV system. The surplus energy shortens the time for necessary charging the accumulator during night. The necessary time that fully charges the accumulator from the grid with constant power equal to 50kW, is considered between 20:00 to 23:10.

Next (Fig. 8) is presented the same situation in December. It can be seen, that the power production from the PV system is significantly lower and therefore, the time of grid charging is longer (18:00-23:00). Also the start of grid charging is sooner than in June, because the missing amount of energy causes the drop in the remaining energy in the accumulator. This also means that in case of low PV generation, system will be working, but the charging setting has to consider this state and allow this change of start and end of charging time.

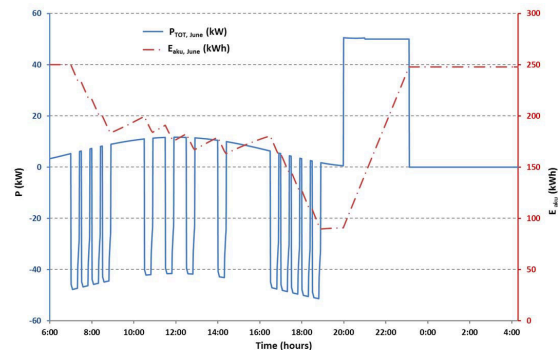


Fig. 7 Daily diagram of charging state in June

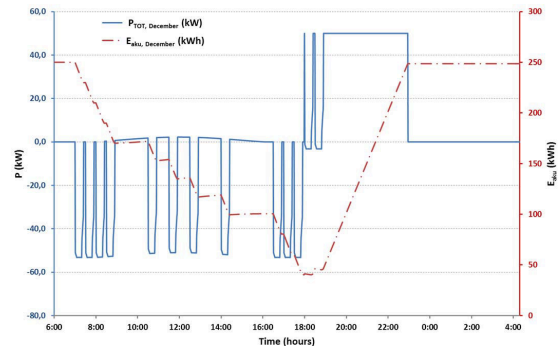


Fig. 8 Daily diagram of charging state in December

The proposed system configuration presents a working solution where the accumulators are deeply discharged, (below 30% SOC) but overall time of this state is very short. The allowed depth of discharge depends on the type of used accumulator.

Choice of another type of accumulator, than the considered type (for example VRB), can affect the lifetime of the storage system (number of cycles). It also affects the maximal depth of

discharge of the storage system. This fact will affect the overall distribution of consumption of energy between the network and accumulation system.

General overview of energy demands of charging station with additional accumulators and ratio of energy transferred during HT and LT is seen in Table IV. The amount of energy needed to operate selected load variant of the charging stand (13 EVs) is calculated in the table.

Each value listed in Table IV and their mutual relationships are defined as follows:

$E_{EVs}$  – energy required for charging a defined number of EVs,

$E_{PVS}$  – amount of energy supplied by photovoltaic system based on defined levels of solar radiation,

$E_{accu\_in}$  – amount of energy required for additional accumulators delivered from the grid (without PVS),

$$E_{accu\_in} = E_{EVs} - E_{PVS} \quad (2)$$

*Storage Capacity* – parameter limited by size of circuit breaker for charging accumulators (80 A),

duration of LT (8 hours) – max. possible capacity by defined parameters could be 400 kWh,

$Res_{accu}$  – minimum value of the accumulator discharge (30% for LiFePO) with respect to its lifetime,

$E_{LT}, E_{HT}$  – amount of energy supplied during LT and HT without losses in accumulation system,

$E_{LT\_Real}, E_{HT\_Real}$  – amount of energy by month with considering energy losses during charge/discharge cycles in accumulation system (20%).

It can also be seen, that even when considering a 20% losses during charge/discharge cycles of the storage system and operating losses for PVS (14%), the major part of the energy is transferred during LT. It is obvious that in the case of reduced (zero) power from PVS, the share of energy consumed during HT increases, but despite this fact, it can be stated, that an integrated accumulation system enables to control load diagram at connection point to the public grid.

TABLE IV OVERVIEW OF ENERGY DEMANDS DURING YEAR FOR EACH MONTH

month	Number of EVs/day	$E_{EVs}$ (kWh/day)	$E_{PVS}$ (kWh/day)	$E_{accu\_in}$ (kWh/day)	Storage Capacity (kWh)	$Res_{accu}$ (kWh)	$E_{LT}$ (kWh/day)	$E_{HT}$ (kWh/day)	$E_{LT\_Real}$ (MWh/month)	$E_{HT\_Real}$ (MWh/month)	
January	13	261	13.6	247	250	75	175	72	6.5	2.7	
February	13	261	25.4	235	250	75	175	60	6.5	2.2	
March	13	261	48.3	212	250	75	175	37	6.5	1.4	
April	13	261	71.3	189	250	75	175	14	6.5	0.5	
May	13	261	99.2	161	250	75	161	0	6.0	0.0	
June	13	261	106.0	155	250	75	155	0	5.8	0.0	
July	13	261	97.9	163	250	75	163	0	6.1	0.0	
August	13	261	87.6	173	250	75	173	0	6.4	0.0	
September	13	261	59.1	201	250	75	175	26	6.5	1.0	
October	13	261	34.9	226	250	75	175	51	6.5	1.9	
November	13	261	14.5	246	250	75	175	71	6.5	2.6	
December	13	261	10.9	250	250	75	175	75	6.5	2.8	
									$\Sigma$	76.3	15.1

#### IV. CONCLUSION

Based on the results of this study it can be concluded that the additional accumulators are in conjunction with the charging station significant, especially in terms of stabilizing the fluctuating electricity consumption from the grid. Furthermore, brings a contribution in maximizing the use of the LT for charging EV's. However, from an economic point of view it brings minimal financial savings in a reserved capacity or reserved capacity (size of the circuit breaker).

For the concept of a charging station with an output of 50 kW with additional accumulators of 50 kW/250 kWh, an additional photovoltaic system, operated with the primary prerequisite for energy consumption during LT, following conclusions can be stated based on performed simulations:

- additional accumulation system can be used to reduce the negative impacts connected with power fluctuation at the connection point (voltage fluctuations, non-symmetric loading, voltage magnitude) - this "benefit" is always dependent on the site conditions and it is therefore necessary to assess the contribution the described concept at each site individually,
- adequately dimensioned accumulation system (secured daily operation of charging stations with minimal charging during HT) can achieve a balanced load of the grid and the operation cycle
  - possible positive effect on the stability of operation of the network
  - possible positive impact on planning network operating states,

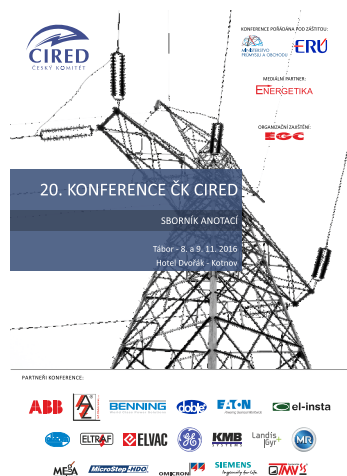
- optimal design of accumulation system is based on the size of the circuit breaker (defines the charging power from the grid), then can be determined the amount of energy that can be supplied to the accumulators in the LT, and it defines the maximum size of the storage system,
- properly dimensioned accumulation system with maximum usage of LT has an economic benefit in saving due to different prices of energy in LT and HT,
- photovoltaic system can help to minimize the amount of needed energy in HT (see Table IV),
  - amount of energy from the photovoltaic system can only be assessed for specific locations and is dependent not only on the size of the PV system, but also on the climatic conditions of the selected location,
- reduction of the operation cost due the minimal operation during HT can be stated as the main benefit of the proposed concept – economic profit for this option can be defined as the difference between electricity prices for LT and HT.

## REFERENCES

- [1] (2016, Jan.) AutoSAP (AIA) website. [Online]. Available: <http://www.autosap.cz/zakladni-prehledy-a-udaje/slozeni-vozoveho-parku-v-cr/>
- [2] (2016, Jan.) Roland Berger Strategy Consultants, Vývoj elektromobility v České republice, Roland Berger website. [Online]. Available: [http://www.rolandberger.cz/media/pdf/Roland\\_Berger\\_eMobility\\_study\\_2014\\_20141105.pdf](http://www.rolandberger.cz/media/pdf/Roland_Berger_eMobility_study_2014_20141105.pdf)
- [3] (2015, Nov.) CalCars website. [Online]. Available: <http://www.calcars.org/calcars-news/976.html>
- [4] (2015, Nov.) US Department of Transportation website. [Online]. Available: <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1006/ML100621425.pdf>
- [5] M. Rogge, S. Wollny and D.U. Sauer. (2015, Dec.) Fast Charging Battery Buses for the Electrification of Urban Public Transport—A Feasibility Study Focusing on Charging Infrastructure and Energy Storage Requirements. [Online]. Available: <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/5/4587>
- [6] F. Locment and M. Sechilariu. (2015, Oct.). Modeling and Simulation of DC Microgrids for Electric Vehicle Charging Stations. [Online]. Available: <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/5/4335>
- [7] J. S. Johansen. (2015, Nov.). Fast-Charging Electric Vehicles using AC, Technical Univerzity of Denmark. [Online]. Available: <http://udel.edu/~jsj/JSJ-EV-AC-Fast-Charging-Thesis.pdf>
- [8] (2015, Oct.) Fuji Electric Corp.of America website. [Online]. Available: [http://www.americas.fujielectric.com/sites/default/files/DC%20Quick%20Charging%20-%20FEA%20Comparison%20Study%20%20\(25kW%20vs%20%2050kW\)%207-3-12.pdf](http://www.americas.fujielectric.com/sites/default/files/DC%20Quick%20Charging%20-%20FEA%20Comparison%20Study%20%20(25kW%20vs%20%2050kW)%207-3-12.pdf)
- [9] (2015, Nov.) ORCA Inceptive website. [Online]. Available: <http://www.andromedapower.com/>
- [10] (2015, Dec.) Tesla Motor Club website. [Online]. Available: <http://www.teslamotorsclub.com/showthread.php/26400-Tesla-Supercharger-Table>
- [11] (2015, Nov.) EV Solutions website. [Online]. Available: <http://www.evsolutions.com/>
- [12] M. Látková, M. Baherník, M. Höger and P. Bracíník. (2015, Dec.) “FSM Model of a Simple Photovoltaic System”, *Advances in Electrical and Electronic Engineering*, vol 13, no 3, pp.: 230-235
- [13] C.R. Birkel and D.A. Howey. (2016, Jan.) Model identification and parameter estimation for LiFePO4 batteries. *Hybrid and Electric Vehicles Conference 2013 (HEVC 2013)*. [Online]. Available: <http://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2013.1889>
- [14] Naoto and A. Ametani. (2016, Jan.) An estimation method of Li-ion battery impedance using z-transform. *2012 IEEE 13th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6251767>



## A.15 Integrace nabíjecích stanic s podporou akumulace - provozní charakteristiky



**Bibliografická citace:** MASTNÝ, P.; MORÁVEK, J.; WASSERBAUER, V.; VRÁNA, M. Integrace nabíjecích stanic s podporou akumulace - provozní charakteristiky. In Sborník konference ČK CIREC 2016. 2016. s. 1-10. ISBN: 978-80-905014-5-4.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
Kategorie A304

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl prezentovaný na tuzemské konferenci ČK CIREC 2016 a vychází ze základního konceptu prezentovaného v předchozím článku. V rámci článku je prezentován vytvořený model v programu Matlab Simulink, který umožňuje komplexní náhled na systém, protože kombinuje vlastní matematický model FV panelu spolu s popsanou logikou řízení a nabíjení ze sítě dle nastavených priorit. Exaktní popis validovaného matematického modelu hybridního systému byl publikován v následujícím článku A.16. V rámci článku je také provedena analýza připojitelnosti systému do distribuční soustavy (DS) na hladině nízkého napětí. Jak je z článku patrné, přímé připojení rychlonabíjecí stanice do DS by nebylo možné, ovšem při využití představeného konceptu lze zohlednit rezervovaný příkon a provést simulaci scénáře s využitím přímo měřených meteorologických dat v dané lokalitě.

## INTEGRACE NABÍJECÍCH STANIC S PODPOROU AKUMULACE – PROVOZŇNÍ CHARAKTERISTIKY

Petr Mastný, Jan Morávek, Michal Vrána, Vojtěch Wasserbauer – VUT v Brně

*Článek je zaměřen na problematiku provozu nabíjecích stanic pro elektromobily a analýzu provozních vlastností rychlonabíjecích stanic s podporou akumulace a vlivu tohoto celku na síť v místě připojení. Pro provozní analýzu byl využit sestavený simulační model definovaného celku a data z měření na jednotlivých částech systému.*

### 1. SOUČASNÝ TREND A VÝVOJ ROZVOJE ELEKTROMOBILITY V ČESKÉ REPUBLICĚ

Aktuální vývoj situace kolem obnovitelných zdrojů v České republice (ČR), kdy po masivním rozvoji fotovoltaických systémů (FVS) v letech 2009–2012 došlo od roku 2014 k ukončení podpory vykupované energie z tohoto zdroje, způsobil změnu cílového zaměření poptávky na trhu. Jednou z potenciálních rozvojových strategií je využití decentralizovaných zdrojů energie, které naleznou uplatnění v aplikační sféře rodinných domů a administrativních objektů, se zaměřením na maximalizaci spotřeby vyrobené energie v místě – pokud možno s minimálními přetoky do distribuční sítě. [1],[2],[3]

Trend z předcházejících let, kdy byla u FVS prioritou dodávka energie do distribuční soustavy se tedy, společně se změnou legislativy a eliminací podpory, změnil a v současnosti se hlavní pozornost zaměřuje na hybridní systémy (HS) s akumulací elektrické/tepelné energie.[4] Hlavní výhodou hybridních systémů s obnovitelnými zdroji energie (OZE) je zvýšení energetické soběstačnosti a snížení závislosti na distribuční soustavě - důsledkem může být snížení výkonového zatížení distribuční soustavy a s tím související snížení ztrát v souvisejících s distribucí elektrické energie. Při optimálním nastavení energetického managementu HS lze veškerou vyrobenou energii, nebo její podstatnou část, spotřebovat přímo v daném objektu při minimalizaci negativních vlivů na distribuční soustavu.

Potřeba snížení odebírané energie ze sítě souvisí především s předpokládaným rozvojem elektromobility. I přes skutečnost, že rychlejší rozvoj elektromobility je stále tlumen především technologickým vývojem a nedostatečnou infrastrukturou, zůstává elektromobilita jak na evropské, tak na české úrovni prioritou, a to zvláště z dlouhodobého hlediska vývoje v tomto odvětví (zprůsňující se limity CO<sub>2</sub> na nově vyráběné automobily v EU jsou hlavní hnací silou tohoto sektoru). Nejrozvinutějšími alternativními pohony jsou v současnosti Compressed Natural Gas (CNG) a elektromotor. Současné vývojové trendy ukazují, že CNG bude získávat stále větší tržní podíl, nelze však očekávat, že se stane jedním z hlavních paliv. Tento předpoklad vychází ze skutečnosti nižšího potenciálu CNG ve vztahu k redukci CO<sub>2</sub>. Rozvoj elektromobility v České republice brzdí několik faktorů, jako např. omezená nabídka elektromobilů, nízký počet nabíjecích stanic nebo malá zákaznická zkušenost.

Dle Asociace elektromobilového průmyslu (AutoSAP) k 1. 1. 2016 jezdilo po ČR celkem 2440 elektrických vozidel (EVs). Z toho pouze v 790 případech šlo o osobní auta, elektromobily. V 59 případech šlo o nákladní elektrická vozidla, v 81 případech o elektrické pracovní stroje. Plných 1495 kusů tvořily elektrické motocykly (elektro skútry) a tříkolky.[5]

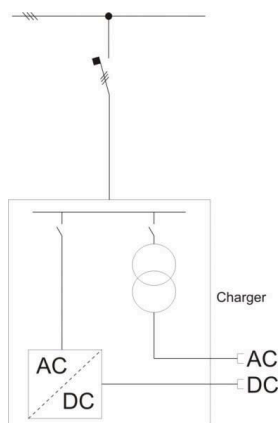
Vzhledem ke skutečnosti, že dojezd EVs je omezený a závisí především na kapacitě akumulátorů a aktuálním využití, musí být obvykle každé 2-3 dny dobíjeny. V praxi jsou však nabíjeny každou noc, aby byly na začátku dne připraveny s plnou kapacitou.

Pro běžné nabíjení (do 7,4 kW) instalovali výrobci nabíječku akumulátorů přímo do EVs. Kabel slouží k připojení do sítě o napětí 230V AC. Pro rychlejší nabíjení (22 kW, případně 43 kW a více) zvolili výrobci dva alternativní způsoby provedení:

- a) Využití integrované nabíječky pro nabíjení výkonem 22-43 kW s třífázovým připojením.
- b) Využití externí nabíječky, která usměrňuje střídavý proud a nabíjí EVs výkonem 50 kW nebo i více (DC Fast Chargery).

Rozšíření počtu nabíjecích stanic klade dodatečné požadavky jak na množství odebírané energie, tak i na hladinu rezervovaného příkonu, která souvisí především s rychlonabíjecími stanicemi (FChS) vyšších výkonů.[6]

Nabíjecí stanice pro elektromobily využívají ve svém základním provedení napájení z elektrizační soustavy, jak ukazuje Obrázek 1. Možným dalším technickým řešením napájení dobíjecí stanice je využití systému s obnovitelným zdrojem energie (fotovoltaický systém, větrná elektrárna), ať už jako samostatného nebo kooperujícího (bivalentního) zdroje.



Obrázek 1 Obecné jednofázové zapojení nabíjecí stanice

Hybridní energetické systémy prošly za poslední roky znatelným vývojem. Zpočátku se jednalo pouze o samostatné systémy (např. fotovoltaické s akumulací) nebo kombinace alternativních zdrojů energie se zdroji na fosilní paliva (např. kombinace fotovoltaických panelů, případně větrné turbíny s diesel-generátorem). V další fázi se objevily kombinace fotovoltaických panelů přímo s větrnou turbínou doplněné o akumulační prvek. Tím mohou být různé typy akumulátorů, přičemž nejvíce zastoupené jsou v současnosti stále kyselinovo-olověné (především z ekonomických důvodů), v poslední době je však patrný silný nástup technologií Li-Ion a LiFePO<sub>4</sub>. Další možnosti akumulace představuje například uskladnění energie ve vodíkovém úložišti a následná přeměna pomocí palivových článků nebo akumulátory typu VRB (Vanadium Redox Battery).

Použití akumulačního prvku je přitom základní premisou pro soběstačný hybridní energetický systém. Klíčovými parametry jsou:

- kapacita akumulačního systému,
- zvolená technologie,
- způsob provozu – hloubka vybití a cyklování.

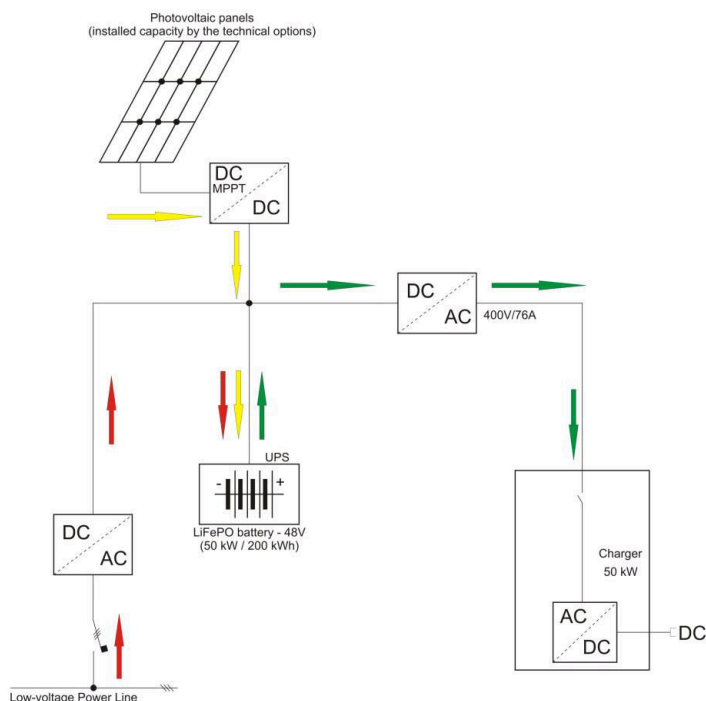
Optimálně navržený akumulační systém umožňuje efektivně využívat energii vyrobenou z obnovitelných zdrojů, posunout odběrové špičky do vhodnější oblasti odběrového diagramu a omezit tak negativní vlivy na síť (kollapsy napětí, nesymetrie, harmonické zkreslení,...).

## 2. KONCEPT NAVRŽENÉHO ŘEŠENÍ

V kontextu výše uvedených skutečností byl navržen technologický koncept nabíjecí stanice s akumulací elektrické energie a s podporou napájení z OZE. Jak znázorňuje Obrázek 2, koncept je založen na hybridním energetickém systému sestaveného z fotovoltaických panelů a akumulace na bázi LiFePO<sub>4</sub>. Samotné využití FVS bylo vybráno v důsledku dále uvedených skutečností.[7]

S ohledem na větrné a sluneční podmínky v ČR je možné konstatovat, že pro případné využití OZE jako bivalentního zdroje napájení u nabíjecí stanice je možno v našich podmínkách využít pouze fotovoltaické systémy. Vyloučení energie větru z konceptu spolupráce OZE s nabíjecí stanicí vychází z nevyhovujících povětrnostních podmínek na území ČR. V souvislosti s potřebou průměrné rychlosti větru v místě instalace nad  $5 \text{ m.s}^{-1}$ , by využití tohoto druhu energie bylo značným limitujícím faktorem pro lokalizaci jednotlivých nabíjecích stanic.

Jak již bylo uvedeno, navrhovaný systém je rozšířen o FV zdroj (žluté šipky) a výsledná koncepce řešení vychází z předpokladu využití hybridního systému pro napájení dobíjecích stanic – primárně je využívána energie z akumulačního systému (zelené šipky), síť je využívána především pro podporu dobíjení akumulačního systému (červené šipky). Takto zvolená koncepce vychází z předpokladu, že převážná část energie potřebné pro dobíjení elektromobilů bude odebrána v době platnosti nízkého tarifu (NT), tzn., bude v tomto časovém pásmu ukládána do akumulace a následně bude využívána dle potřeby v průběhu dne.



Obrázek 2 Technologické schéma hybridního systému pro napájení dobíjecí stanice s akumulací

## 2.1. MATEMATICKÝ MODEL SYSTÉMU

Simulační model hybridního systému byl vytvořen v prostředí Matlab Simulink (Obrázek 3) s využitím prvků knihovny SimPower Systems. Umožňuje sledovat energetické a výkonové bilance celého systému ale i chování jednotlivých částí. Tvoří jej fotovoltaický systém připojený na DC sběrnici prostřednictvím DC-DC konvertoru, akumulační systém, DC-AC měnič a zátěž. Dále model tvoří zobrazovací bloky k vyhodnocení simulovaných scénářů.

Model je tvořen jako parametrický a umožňuje měnit počet a typ fotovoltaických panelů dle konkrétních parametrů poskytnutých výrobcem panelu. Obdobně je možné měnit parametry akumulačního systému (typ, napětí a kapacitu). Vstupní data představuje hodnota intenzity slunečního záření a teplota FV panelů v průběhu simulovaného dne. Diagram zátěže je možné naimportovat jako křivku, případně realizovat pomocí řízeného spínání konkrétních zátěží. Systém je modelován s 98% účinností DC-DC regulátoru pro nabíje-

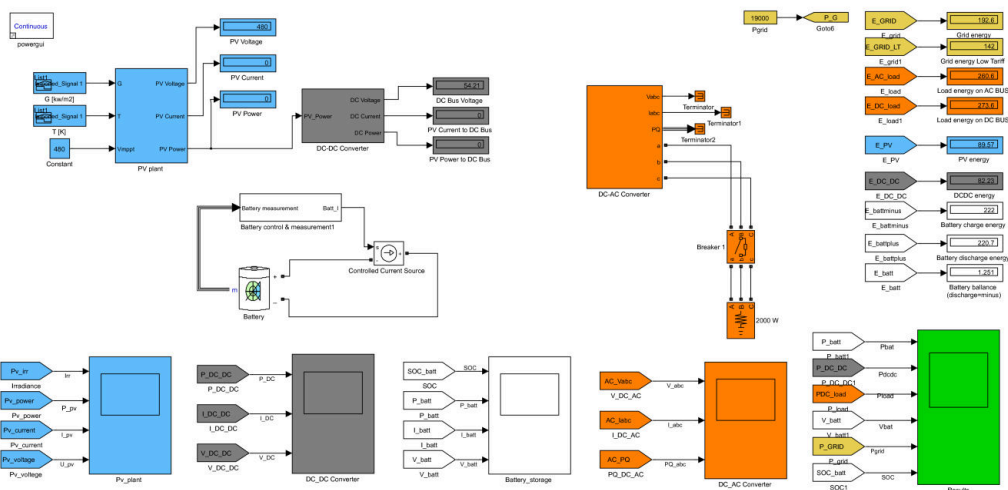


Tábor 8. a 9.11.2016

Konference ČK CIREĐ 2016



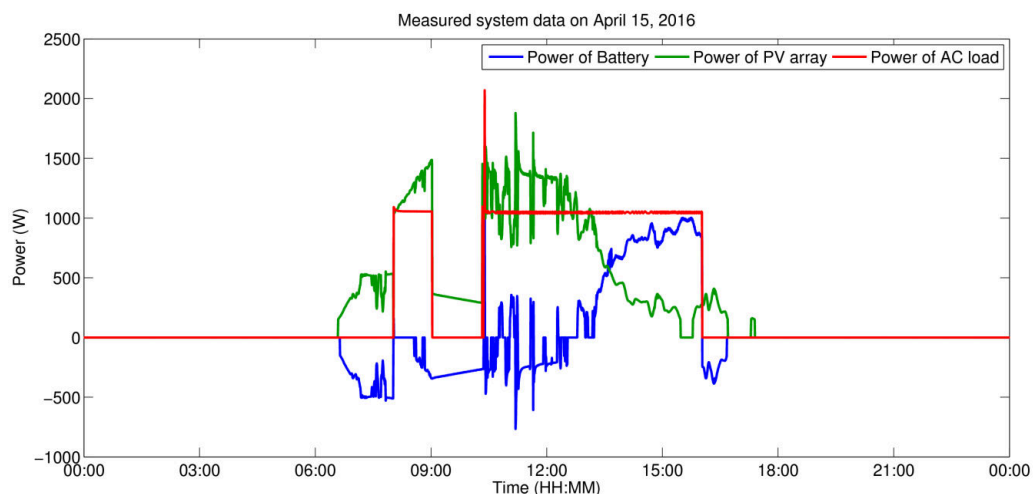
ní z FVS a 95% účinnost je uvažována pro DC-AC měnič, což splňuje minimální požadavky účinnosti kladené na uvedené měniče.



Obrázek 3 Implementace hybridního systému v prostředí Matlab/Simulink

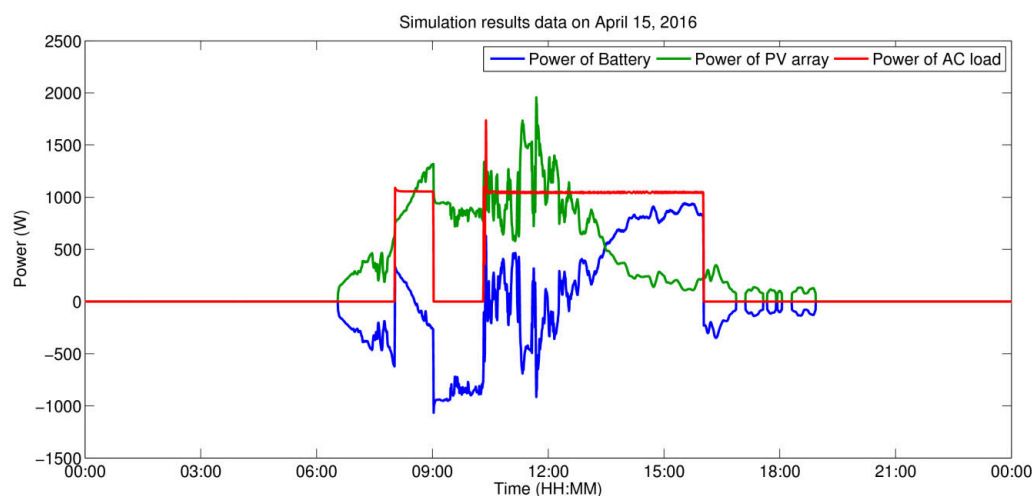
### 2.2. VALIDACE MODELU NA REÁLNÉM SYSTÉMU

Pro validaci výsledků sestaveného matematického modelu byl využit reálný hybridní systém v laboratořích Ústavu elektroenergetiky, FEKT VUT v Brně. Laboratorní hybridní systém je tvořen FVS o výkonu 2,25 kWp, olověnými gelovými akumulátory 48 V, 400 Ah a hybridními střídači Studer Xtender 2 x 2500 W. Měření bylo zajištěno výkonovým analyzátořem HIOKI 3390S. Proudové a napěťové senzory byly umístěny na každé dílčí části hybridního systému. Měřenou výkonovou bilanci v průběhu dne ukazuje Obrázek 4. Kladná hodnota výkonu baterie znamená její vybíjení.



Obrázek 4 Měřená data na reálném laboratorním hybridním systému pro validaci modelu

Analogicky k měřeným datům byla vytvořena výkonová bilance pro simulovaný den s využitím sestaveného matematického modelu. Výsledný graf zobrazuje Obrázek 5. Srovnání množství energií při měření a simulaci popisuje Tabulka 1. Uvedené procentuální odchylky jsou vždy vztaženy k naměřené hodnotě příslušné energie. Jak je z výsledků patrné, prezentovaný model vykazuje významnou odchylku v množství energie dodané do akumulace, což lze vysvětlit absencí implementace reálného regulačního algoritmu, který v bloku DC-DC regulátoru zajišťuje korektní omezení nabíjecího výkonu s ohledem na aktuální stav nabití akumulace (State Of Charge – SOC). V prezentované verzi matematického modelu je omezení nabíjecího výkonu zajištěno zpětnovazební smyčkou regulovanou na aktuální napětí akumulace, což zcela nekoresponduje se skutečným chováním systému a je předmětem dalšího zpřesnění vytvořeného modelu.



Obrázek 5 Výsledky simulace získané s pomocí vytvořeného matematického modelu

Výsledky simulace při validaci				Naměřené hodnoty při validaci		Poznámka
$E1+$ (kWh)	2,385	$\Delta$ (%)	54,1	$E1+$ (kWh)	1,548	Energie dodaná do akumulace
$E1-$ (kWh)	2,591	$\Delta$ (%)	11,1	$E1-$ (kWh)	2,333	Energie odebraná z akumulace
$E2$ (kWh)	6,815	$\Delta$ (%)	-0,1	$E2$ (kWh)	6,823	Energie vyrobená FV systémem
$E3$ (kWh)	7,021	$\Delta$ (%)	0	$E3$ (kWh)	7,021	Energie dodaná do AC zátěže

Tabulka 1 Výsledná množství energie při simulaci a reálném měření na systému

### 3. ANALÝZA PŘIPOJENÍ NABÍJECÍ STANICE DO SÍTĚ NÍZKÉHO NAPĚTÍ

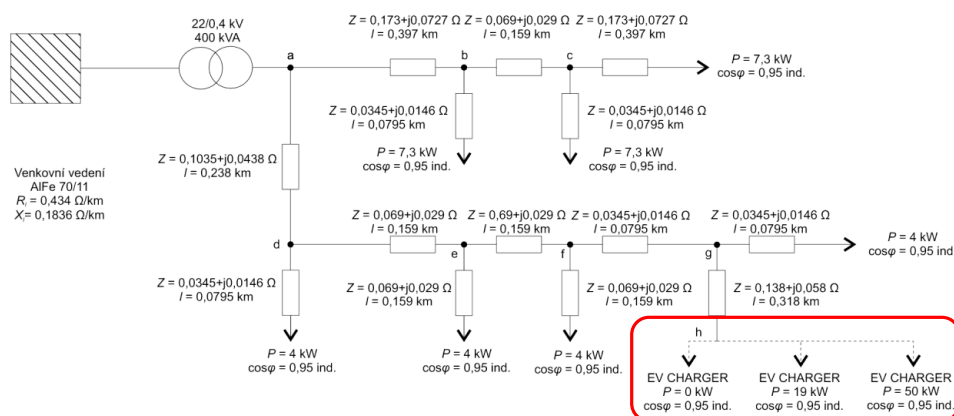
V rámci současného výzkumu prezentovaného konceptu řešení podpůrného systému s akumulací byla řešena otázka možnosti vhodnosti a využití při připojování rychlonabíjecích stanic do elektrizační soustavy (ES) na úrovni nízkého napětí (NN).

#### 3.1. KONTROLA NAPĚTÍ V JEDNOTLIVÝCH UZLECH SÍTĚ

Prvotní provedená analýza spočívala v ověření vlivu nabíjecí stanice na napětí v uzlech uvažované sítě nízkého napětí. Pro tyto účely byla uvažována reálná síť venkovního vedení, jejíž rozložení ukazuje Obrázek 6. Uvedená síť byla modelována v programu PSCAD s uvažováním uvedených odběrů a potenciálním místem připojení rychlonabíjecí stanice v uzlu h. Uvažovaná konfigurace a místo připojení rychlonabíjecí stanice v síti bylo zvoleno záměrně jako „elektricky vzdálené“ od distribučního transformátoru, tak aby simulace popisovala mezní stav připojení s ohledem na stávající zatížení soustavy.

Hodnota impedance větve modelované sítě s připojenou rychlonabíječkou je  $\bar{Z}=(0,414+j0,1744)\Omega$ . Zvolená větev vedení je také průběžně zatížena dalšími odběry. Tyto odběry samy o sobě způsobují úbytek napětí na vedení, což má za následek, že v bodě **h** je i bez připojení rychlonabíječky pokles napětí 3,74% ( $\Delta U_{1,n}$ ) ze jmenovité hodnoty napětí v síti ( $U_n=230$  V).

V rámci simulace průběhu zatížení rychlonabíječky bylo předpokládáno, že po celou dobu provozu bude charakter zátěže induktivní s účinnkem  $\cos\varphi=0,95$ . Ostatní odběry ve sledované větvi sítě byly uvažovány konstantní s výkonem 4 kW a induktivním účinnkem  $\cos\varphi=0,95$ . Odběry ve zbylé části sítě byly uvažovány bez vlivu na napětí v místě připojení rychlonabíječky.



Obrázek 6 Topologie uvažované sítě na hladině NN a místo připojení nabíjecí stanice (červeně)

Z analýzy rozložení úbytku napětí v síti (Tabulka 2) vyplynulo, že prosté připojení nabíjecí stanice do zvoleného uzlu **h** by při provozu se zátěží o výkonu  $P_3=50$  kW způsobilo nežádoucí pokles napětí v místě připojení a také v uzlech **e**, **f** a **g** (označeny v tabulce červeně).

Pokles napětí představuje v nejhorším případě procentuální změnu -22,57% ( $\Delta U_{3,n}$ ), vůči nominálnímu napětí sítě  $U_n$  a změnu o -19,56% ( $\Delta U_{3,1}$ ) vůči napětí v uzlu bez zátěže ( $U_1$ ), což nesplňuje stanovené meze.

Mezní výkon, který lze v daném uzlu připojit, aniž by došlo k překročení limitu napětí ( $U_n \pm 10\%$ ) stanoveným normou ČSN EN50160 ed.3 [8] a Pravidly provozování distribučních soustav [9] je stanoven na hodnotu  $P_2=19$  kW.

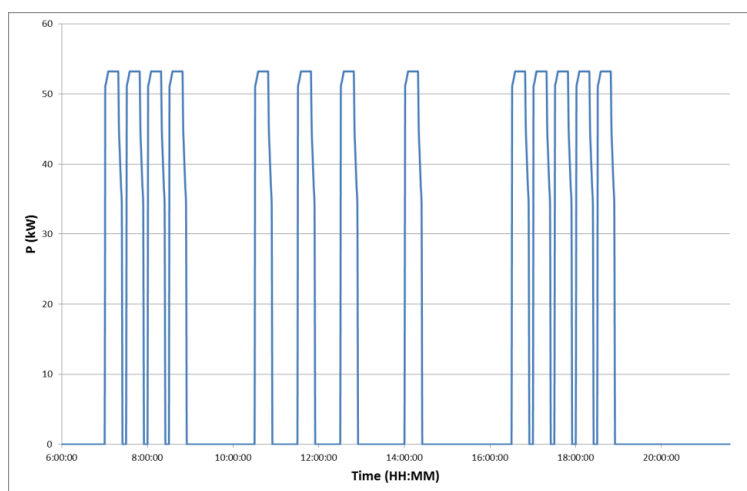
Uzel	P=0 kW		P=19 kW			P=50 kW		
	$U_1$ (V)	$\Delta U_{1,n}$ (%)	$U_2$ (V)	$\Delta U_{2,1}$ (%)	$\Delta U_{2,n}$ (%)	$U_3$ (V)	$\Delta U_{3,1}$ (%)	$\Delta U_{3,n}$ (%)
a	236,2	2,70	235,9	-0,13	2,57	235,2	-0,42	2,26
b	219,2	-4,70	218,9	-0,14	-4,83	218,2	-0,46	-5,13
c	214,7	-6,65	214,4	-0,14	-6,78	213,7	-0,47	-7,09
d	228,4	-0,70	224,8	-1,58	-2,26	217,1	-4,95	-5,61
e	224,6	-2,35	218,7	-2,63	-4,91	206,4	-8,10	-10,26
f	222,0	-3,48	213,9	-3,65	-7,00	197,0	-11,26	-14,35
g	221,4	-3,74	212,1	-4,20	-7,78	192,8	-12,92	-16,17
h	221,4	-3,74	207,4	-6,32	-9,83	178,1	-19,56	-22,57

Tabulka 2 Změna napětí v uzlech simulované sítě v závislosti na odebíraném výkonu v uzlu h

### 3.2. SIMULACE PROVOZNÍCH STAVŮ PODPŮRNÉHO SYSTÉMU

Pro účely simulace hybridního systému byl předpokládán následující scénář (Obrázek 7) se zjednodušujícími předpoklady:

- využití stanice pro 13 EV v době od 6:00 do 20:00,
- energetická bilance vychází z předpokladu, že přijíždějící EV mají minimální hladinu SOC,
- nabití baterie každého EV je vždy do 80% SOC (ukončený nabíjecí cyklus u rychlonabíjecí stanice)



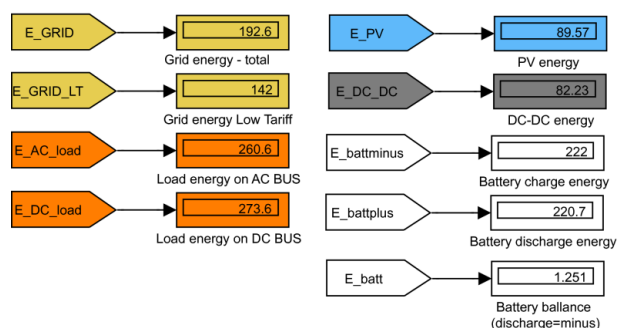
Obrázek 7 Odběrový denní diagram pro nabíjecí stanici bez podpůrné akumulace

Simulovaný scénář uvažuje následující předpoklady a parametry systému podpůrné akumulace:

- FVS o výkonu 20 kWp, tvořený čtyřmi paralelně spojenými řetězci, každý o počtu 20 panelů s výkonem 250 Wp,
- akumulační systém o jmenovitém napětí 48V a kapacitě 200 kWh (4168 Ah) sestavený z LiFePO<sub>4</sub> akumulátorů,
- stav nabití (SOC) na začátku každého dne je uvažován 100%,
- vstupní hodnoty intenzity slunečního záření v rovině panelů, a teploty FV panelů odpovídají reálným klimatickým podmínkám dne 15. 4. 2016,
- řídicí systém zajistí dobíjení podpůrné akumulace ze sítě primárně v době platnosti NT (uvažován v intervalu od 20:00 do 4:00),
- nabíjení v době platnosti vysokého tarifu (VT) je zahájeno v případě, že SOC podpůrné akumulace klesne pod úroveň 40% a trvá pouze do úrovně 55%,
- simulovaný scénář je považován za úspěšný, pokud SOC podpůrné akumulace neklesne v průběhu dne pod 20% a zároveň před začátkem dalšího dne dosáhne opětovně 100% SOC.

Tábor 8. a 9.11.2016

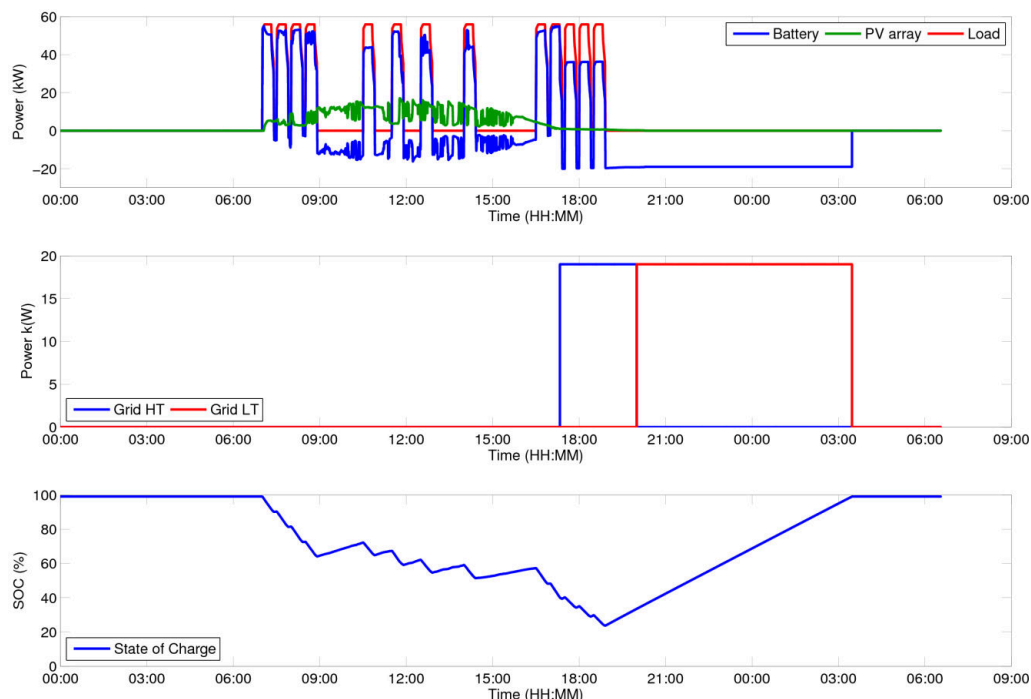
Konference ČK CIREĐ 2016



Obrázek 8 Výsledky simulace - energetické toky (kWh) v dílčích částech systému

Denní diagram zátěže EVs (Obrázek 7) představuje celkovou energii 260,6 kWh (na AC sběrnici). Při uvažování 95% účinnosti DC-AC měniče je z akumulace nutné odebrat 273,6 kWh (na DC sběrnici)

Z výsledků simulace provozních stavů podpůrného hybridního systému (Obrázek 8) je patrné, že 82,23 kWh elektrické energie je možné získat z FV systému, zbylých 192,6 kWh potřebných pro provoz systému je nutné dodat ze sítě. Při konfiguraci systému, kdy měniče mají limitovaný výkon odebraný ze sítě na 19 kW (který dle předchozí analýzy nezpůsobí pokles napětí v přípojním místě mimo stanovenou mez – viz. Tabulka 2), je možné s využitím podpůrného akumulačního systému chybějící deficit energie pro napájení zátěže odložit v čase a 142 kWh (tj. 73,7% chybějící energie) odebrat ze sítě v době platnosti nízkého tarifu. V simulaci je uvažována platnost NT v čase 20:00 do 4:00.



Obrázek 9 Vybrané provozní parametry systému v průběhu simulovaného dne

Výsledné simulované časové průběhy poskytují detailní pohled na provozní parametry systému (Obrázek 9). Simulovaný scénář splňuje veškeré předpoklady. Hodnota SOC neklesne v průběhu dne pod stanovenou minimální hladinu 20%. Zároveň je podpůrná akumulace dobita na úroveň 100% v čase 3:28 následujícího

dne, tedy ještě před opětovným zahájením provozu nabíjecí stanice. Nepravidelný odběr nabíjecí stanice je systémem z hlediska sítě stabilizován na konstantní hodnotu, přičemž převážná část je odebrána v nízkém tarifu (křivka Grid LT).

#### 4. ZÁVĚR

V kontextu s dosaženými zjištěními, výsledky matematického modelu a analýzy stavu sítě, lze získané poznatky shrnout do následujících bodů:

- Prosté připojení rychlonabíjecí stanice do sítě NN může být problematické. Vždy zaleží na konkrétní síti a její aktuální konfiguraci (včetně odběrů) a zvoleném místě připojení. Samotný průběh odběru nabíjecí stanice v čase a souvisejícího účinku (induktivní/kapacitní charakter) může působit jako kompenzace jalového výkonu v místě připojení a tím zlepšit napěťové poměry v síti.
- Využití podpůrného hybridního systému s akumulací může mít pozitivní vliv na stabilizaci odběrových špiček z pohledu sítě – možná realizace odběru ze sítě na příznivější dobu (mimo špičku). Vhodně dimenzovaná velikost akumulace může mít pozitivní vliv na hodnotu hlavního jističího prvku a s tím související hodnotu rezervovaného příkonu v místě připojení. Přímým důsledkem je možnost připojení rychlonabíjecího systému v místě, kde by prosté připojení nebylo možné z důvodu nepříznivého ovlivnění napěťových poměrů v síti.
- Využití alternativních zdrojů energie pozitivně ovlivňuje množství energie potřebné k dobíjení podpůrného akumulacího systému – snížení množství odebírané energie ze sítě.
- Presentovaný koncept se dle uvedených výsledků simulace jeví jako realizovatelný, avšak za jeho značnou nevýhodou lze považovat zvýšené investiční náklady na jednotlivé komponenty, což nepříznivě ovlivňuje provozní ekonomiku celého systému.

#### Poděkování

Článek vznikl za podpory Centra pro výzkum a využití obnovitelných zdrojů energie (CVVOZE). Autoři děkují Ministerstvu školství, mládeže a tělovýchovy ČR za podporu poskytnutou v rámci programu NPU I (projekt č. LO1210) a společnosti ČEZ a.s. – Oddělení pro výzkum a vývoj za spolupráci na konceptu řešení.

#### 5. LITERATURA

- [1] Energetický regulační věstník: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 5. In: Jihlava: Energetický regulační úřad, 2015, ročník 15, č.6/2015.
- [2] Energetický regulační věstník: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 9. In: Jihlava: Energetický regulační úřad, 2015, ročník 15, č.10/2015.
- [3] Sbírka zákonů ČR: Vyhláška č.16/2016Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.
- [4] 3. výzva pro rodinné domy - obecné informace. Nová zelená úsporám [online]. [cit. 2016-09-28]. Dostupné z: <http://www.novazelenausporam.cz/zadatele-o-dotaci/rodinne-domy/3-vyzva-rodinne-domy/>
- [5] AutoSAP. Složení vozového parku v ČR, [online]. [cit. 2016-09-28]. Dostupné z: <http://www.autosap.cz/zakladni-prehledy-a-udaje/slozeni-vozoveho-parku-v-cr/>
- [6] Magazín Hybrid.cz: Nabíjecí stanice pro elektromobily, druhy a použití. Jak nenaletět [online]. Chamanne s.r.o, 2014 [cit. 2016-09-28]. ISSN 1802-5323. Dostupné z: <http://www.hybrid.cz/nabijeci-stanice-pro-elektromobily-druhy-pouziti-jak-nenaletet>
- [7] MASTNÝ, P.; MORÁVEK, J.; VRÁNA, M. Concept of Fast Charging Stations with Integrated Accumulators - Assessment of the Impact for Operation. In Proceedings 2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). first. Prague: Czech Technical University in Prague Faculty of Electrical Engineering Department of Electrical Power Engineering, 2016. s. 194-199. ISBN: 978-1-5090-0907- 7.
- [8] ČSN EN 50160 ed.3: Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí. 2011
- [9] Pravidla provozování distribučních soustav. E.ON Distribuce, a.s. Květen 2016.



**doc. Ing. Petr Mastný, Ph.D. (mastny@feec.vutbr.cz)**

Je absolventem VUT v Brně elektrotechnické fakulty se zaměřením na silnoproudou elektrotechniku a elektroenergetiku. Vědecký titul Ph.D. získal v roce 2006. Fotovoltaickými systémy se teoreticky i prakticky zabývá více než 10 let. V rámci řešení výzkumu v této oblasti odborně spolupracuje s Cechem aplikovaných fotovoltaických technologií a Solární asociací.



**Ing. Jan Morávek (jan.moravek@phd.feec.vutbr.cz)**

Na fakultě elektrotechniky a komunikačních technologií VUT v Brně se věnuje optimalizačním procesům fotovoltaických a hybridních systémů. Zaměřuje se na technologii, projekty a programování řídicích prvků pro systémy s obnovitelnými zdroji energie. Této oblasti se věnuje od roku 2008.



**Ing. Michal Vrána (xvrana10@stud.feec.vutbr.cz)**

V současné době je studentem Ph.D. studijního programu na VUT FEKT v Brně, obor Elektroenergetika. Zpracovává disertační práci na téma „Optimalizace provozu hybridního energetického systému“. V rámci studia se zaměřuje na modelování obnovitelných a alternativních zdrojů energie pro účely predikce a řízení hybridních zdrojů energie s cílem optimalizace a zvyšování efektivity jejich provozu.



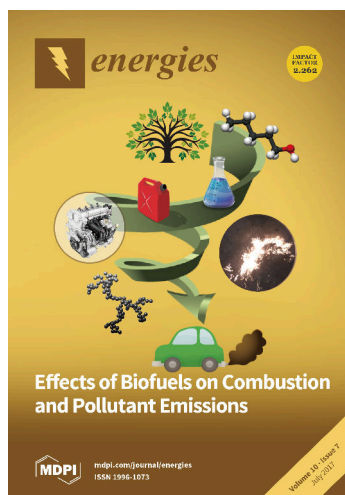
**Ing. Vojtěch Wasserbauer (wasserbauer@feec.vutbr.cz)**

Po absolvování magisterského studia na FEKT VUT v Brně, obor Elektroenergetika, v roce 2013 nastoupil na postgraduální studium s tématem „Analýza dat z experimentálních měření zemních spojení v distribuční síti VN“. V rámci studia se zaměřuje na pokročilé simulace a analýzy distribučních soustav a problematiku elektrických ochran v těchto sítích.





## A.16 Hybrid PV System with Accumulation – Support for Electric Vehicles Charging



**Bibliografická citace:** MASTNÝ, P.; MORÁVEK, J.; VOJTEK, M.; DRÁPELA, J. Hybrid PV System with Accumulation – Support for Electric Vehicles Charging. ENERGIES, 2017, 10, 834. ISSN: 1996-1073.

**Kategorizace výsledku dle RIV FEKT VUT v Brně:**  
MetRVVI A102

### Popis článku a jeho význam pro řešení dizertační práce

Článek byl publikován v impaktovaném Open Access časopisu Energies – vydavatel MPDI AG, Impact Factor: 2.262 (2016). V publikaci je prezentován koncept nabíjecí stanice pro elektromobily s podpůrným akumulacním systémem. Popis technického řešení je doplněn o matematický model systému a algoritmus řídicí logiky systému. V rámci výstupů matematického modelu byly v článku prezentovány dva simulační scénáře, pomocí kterých byly ověřeny přínosy předloženého konceptu. Publikace představuje detailní popis navrženého konceptu a sestaveného modelu včetně možnosti jeho využití. Autor dizertační práce se přímo podílel na tvorbě matematického modelu, následné validaci a tvorbě simulačních scénářů.



Article

# Hybrid Photovoltaic Systems with Accumulation—Support for Electric Vehicle Charging

Petr Mastny<sup>1,\*</sup>, Jan Moravek<sup>1</sup>, Martin Vojtek<sup>2</sup> and Jiri Drapela<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Department of Electrical Power Engineering, Brno University of Technology, Technická 12, Brno 61600, Czech Republic; moravek@feec.vutbr.cz (J.M.); drapela@feec.vutbr.cz (J.D.)

<sup>2</sup> Department of Electric Power Engineering, Technical University of Košice, Mäsiarska 74, Košice 04001, Slovakia; martin.vojtek@tuke.sk

\* Correspondence: mastny@feec.vutbr.cz; Tel.: +420-541-146-213

Academic Editor: Chi-Ming Lai

Received: 27 April 2017; Accepted: 16 June 2017; Published: 22 June 2017

**Abstract:** The paper presents the concept of a hybrid power system with additional energy storage to support electric vehicles (EVs) charging stations. The aim is to verify the possibilities of mutual cooperation of individual elements of the system from the point of view of energy balances and to show possibilities of utilization of accumulation for these purposes using mathematical modeling. The description of the technical solution of the concept is described by a mathematical model in the Matlab Simulink programming environment. Individual elements of the assembled model are described in detail, together with the algorithm of the control logic of charging the supporting storage system. The resulting model was validated via an actual small-scale hybrid system (HS). Within the outputs of the mathematical model, two simulation scenarios are presented, with the aid of which the benefits of the concept presented were verified.

**Keywords:** electric vehicle; fast charging stations; hybrid energy system; accumulation; Matlab

## 1. Introduction

The current developments in the situation regarding the renewable energy sources (RESs) in the Czech Republic (CR), where after the boom in photovoltaic systems (PVSs) in 2009–2012 the state-subsidized purchase of energy from this source began to be cut back in 2014, are responsible for the change in the target orientation of the market demand. One of the potential development strategies consists in exploiting decentralized energy sources that will be made use of in the area of family houses and office buildings, with focus on maximizing the consumption of generated energy on site, with minimum overflows into the distribution network, if possible.

Decree No 16/2016 of the Czech Energy Regulatory Office about conditions for connection to the public electricity grid defines the simplified conditions for connecting the applicant's microsource to the distribution system as follows: "an impedance value measured at the point of connection to the distribution system that does not exceed the limit impedance" [1] and the requirement "a technical solution of the microsource that prevents supplying electricity into the distribution system at the point of connection, except for short-term electricity overflows into the distribution system which serve the reaction of the limiting device but which do not increase the voltage value at the connection point" [1].

The trend from the preceding years, when the priority in PVS was to supply energy into the distribution system, has thus changed, together with changes in the legislation and the elimination of subsidies. At present, the main attention is focused on hybrid systems (HSs) with storage of electric/thermal energy [2]. The main advantage of HSs with RESs lies in increased energy self-reliance and reduced dependence on the distribution system. Employing these systems can lead to reduced line loading (reduced transmission losses), postponed investment in the development and maintenance of

the electricity grid (EG). With an optimally set power management of HS, all the generated energy or its substantial part can be consumed directly in the given object while minimizing the negative effects on the distribution system [3,4].

The need to reduce the power taken from the grid is, among other things, related to the expected development of electromobility. In spite of the fact that the development of electromobility is still hindered by the state of technology and insufficient infrastructure, electromobility remains a priority, both on the European and the Czech level, in particular from the viewpoint of long-term development in this field (the ever stricter CO<sub>2</sub> emission limits on vehicles imposed in EU are the main driving force in this sector). A dynamic growth in the area of alternative drives/fuels can today be witnessed in Compressed Natural Gas (CNG) and electric vehicles. Contemporary developmental trends indicate that CNG will be increasing its share in the market but cannot be expected to become one of the principal fuels. This assumption is based on the lower potential of CNG as regards the reduction of CO<sub>2</sub>. The development of electromobility in the CR is hindered by several factors such as limited supply of electric vehicles, low number of charging stations or limited customer experience.

According to the Automotive Industry Association (AIA), a total of 2440 electric vehicles were in operation in CR on 1 January 2016. Out of them, a mere 790 were electric cars (according to the latest data there were 992 electric vehicles registered in CR towards the end of 2016), 59 electric trucks, 81 electric industrial vehicles. A full 1495 pieces were electric motorcycles (electric scooters) and three-wheelers [5].

In view of the fact that the driving range of EVs is limited (usually only up to 250 km) and depends, above all, on the accumulator capacity and particular utilization (partially on climatic conditions too) it is necessary to ensure that they are charged up such that they can meet the user's needs and requirements. It is usual for EVs to be charged in the evening or at night so that in the morning they are operation-ready with full capacity.

For regular charging (up to 7.4 kW), the manufacturers install an accumulator charger directly in EVs. A cable is used for connection to 230 V AC mains. For faster charging (22 kW or 43 kW and more) the manufacturers have chosen two alternative charging versions in compliance with the IEC 61851 Standard [6]:

- Application of integrated charger for charging with 3–43 kW power, with one-phase or three-phase connection.
- Application of an external charger which rectifies alternating current and charges EVs with a power of 50 kW or more.

In any case, expanding the number of charging stations places additional requirements on both the amount of consumed energy and the level of reserved input power which is related to the fast high-power charging stations.

In their basic version, charging stations for electric vehicles employ feeding from the electricity grid, as shown in Figure 1. Another potential technical solution of feeding the charging station is to use a system with RES (PVS, wind turbine), either as a separate or as a cooperating (bivalent) source. Such a concept of the solution leads to setting up a hybrid energy system with a complex energy management that allows maximizing the exploitation of individual energy sources.

#### *Hybrid Energy Systems—State of the Art*

Hybrid energy systems have recently undergone a considerable evolution. Initially, separate systems were only concerned (e.g., PVSs with storage) or combinations of alternative energy sources with fossil fuel sources (e.g., combinations of photovoltaic (PV) panels or wind turbines with diesel generator). In the next stage, there appeared combinations of PV panels directly with a wind turbine, supplemented with a storage element [7]. This element can be some kind of accumulator; currently the most frequently used is the lead-acid accumulator (mainly for economic reasons) but the Li-Ion and LiFePO<sub>4</sub> technologies have recently been on the increase. Further storage possibilities can be seen,

for example, in storing energy in a hydrogen storage and subsequent conversion via fuel cells or in accumulators of the type of Vanadium Redox Battery (VRB) [8].

Employing a storage element is the basic premise for a self-reliant hybrid energy system. The key parameters are:

- Capacity of the storage system.
- Chosen technology.
- Method of operation—depth of discharge and cycling.

An optimally designed storage system can increase the effectiveness of exploiting the energy generated from renewable sources, move the energy consumption peaks to a more appropriate area of the consumption diagram and thus limit the negative effects on the grid (line voltage fluctuation, asymmetry, harmonic distortion, . . . ) [9].

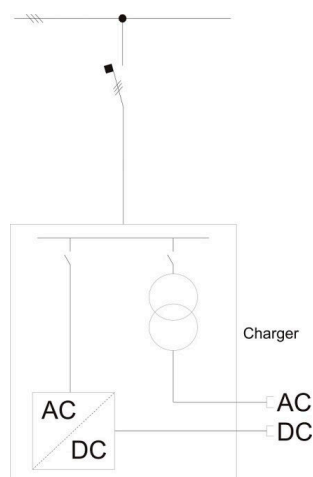


Figure 1. General one-phase connection of charging station.

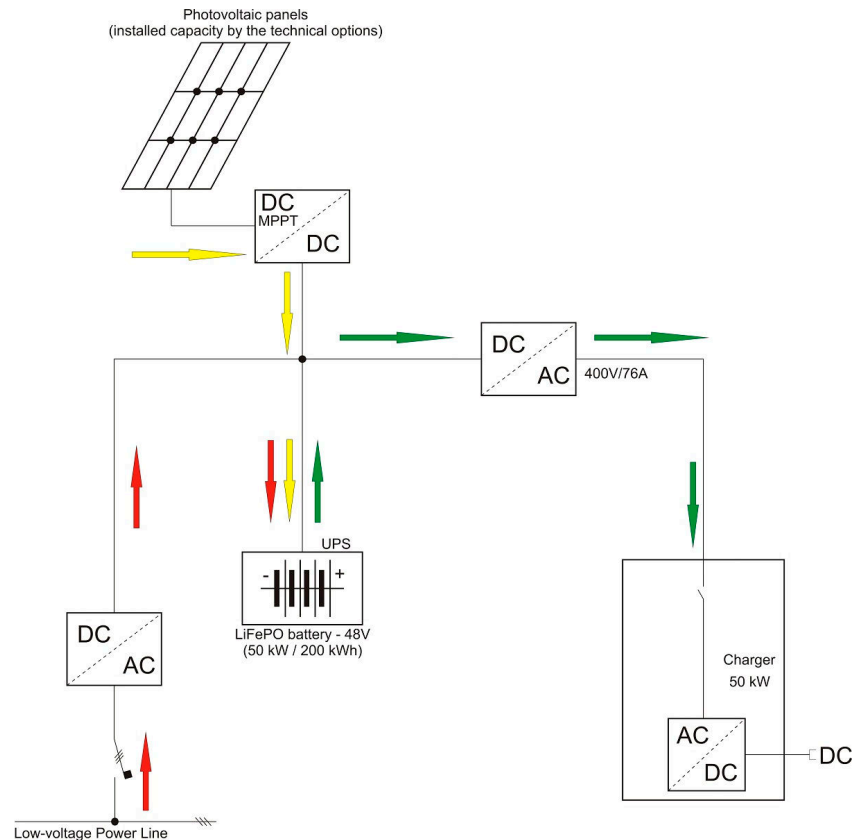
## 2. Concept of Proposed Solution

In connection with the trend of electromobility development in CR and the related development of charging stations, the concept has been proposed of a HS with supporting storage which is used to ensure the feeding of EV charging stations [10].

With regard to the solar and wind conditions in CR, it can be said that in our conditions it is only the PVSs that can be used for a potential exploitation of RES as a bivalent charging source in a charging station. Excluding the wind energy from the concept of RES cooperating with the charging station is based on the unsatisfactory weather conditions on the territory of CR. In view of the required average wind velocity in excess of  $5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$  at the installation site, the exploitation of this kind of energy would be a considerable limiting factor when localizing individual charging stations.

The proposed concept (Figure 2) has been broadened to include a PV source (yellow arrows) and the resulting solution conception starts from the assumed exploitation of a HS for the feeding of charging stations. Primary use is made of energy from the storage system (green arrows) while the grid is used, above all, in support of charging up the storage system (red arrows). The chosen conception is based on the assumption that most of the energy needed to charge up EVs will be drawn in the low-tariff (LT) period, i.e., it will be stored into accumulation during this period and then utilized as necessary during the day in high-tariff (HT). Energy in the accumulator for EVs can

also be used in periods of higher grid loading, which will relieve EG and thus reduce losses related to electricity transmission.



**Figure 2.** Concept of a charging station with renewable energy source (RES) support and accumulation [10].

For the purpose of checking the energy balance of the designed system, the operating states of integrated accumulation and the effect of the power parameters of individual subsystems, a simulation model was made in the Matlab Simulink programming environment, which was subsequently validated on a laboratory HS, using data from real measurement.

### 3. Description of Mathematical Model

The HS model was made in the Matlab Simulink programming environment (Figure 3), using elements of the SimPowerSystems library. The model allows predicting not only the energy and power balances of the whole system but also the behaviour of its individual parts. The system is formed by the PV field connected to the DC bus-bar via a DC-DC converter, storage system, DC-AC inverter, and load. In addition to blocks that simulate these physical elements, the model also contains display and calculation blocks for graphic representation of the results of simulated scenarios. After the model was made, its validation was performed; it consisted in comparing the results with measured data on the experimental HS in Brno University of Technology, Faculty of Electrical Engineering and Communication (FEEC BUT) laboratories.

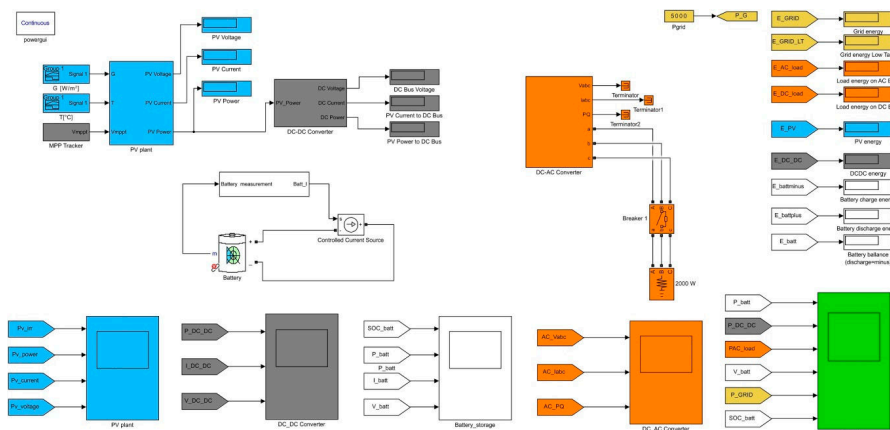


Figure 3. Implementation of a hybrid system (HS) in the Matlab Simulink programming environment.

3.1. Photovoltaic Panel

In the PV power plant, the basic energy source is the PV panel made up of series-interconnected individual cells. The PV panel is modelled on the basis of a general one-diode equivalent circuit (Figure 4). A detailed description and the possibilities of determining equivalent parameters are thoroughly discussed in [11–15].

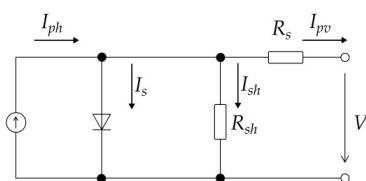


Figure 4. Equivalent schematic of one-diode model of photovoltaic (PV) panel acc. to [11].

The output current from the PV panel can be described by Equation (1):

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \cdot \left( e^{\frac{q \cdot (V + I_{pv} \cdot R_s)}{N_s \cdot k \cdot T \cdot A}} - 1 \right) - \frac{V + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \tag{1}$$

where:

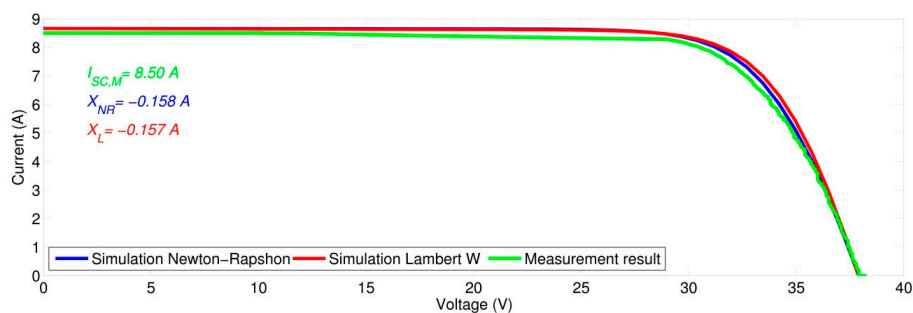
- $I_{pv}$  is the input current of PV panel (A),
- $I_{ph}$  is the current generated by photodiode (A),
- $I_s$  is the saturation current (A),
- $q$  is the electron charge ( $q = 1.602 \times 10^{-19}$  C),
- $V$  is the output voltage of panel (V),
- $N_s$  is the number of panel cells in series (-),
- $k$  is the Boltzmann constant ( $k = 1.38 \times 10^{-23}$  J·K<sup>-1</sup>),
- $T$  is the cell temperature (K),
- $A$  is the diode ideality factor (-),
- $R_s$  is the series resistance of panel ( $\Omega$ ),
- $R_{sh}$  is the shunt resistance of panel ( $\Omega$ ).

The parameters  $R_s$  and  $R_{sh}$  can be determined analytically (on the assumption of choosing the parameter  $A$ ) from the values given in the data sheet for the particular panel, using the Lambert W function [11]. Another possibility of determining the required parameters is the application of the numerical Newton-Raphson iteration method [15]. In this case it is not necessary to choose the parameter  $A$  but the method is strongly dependent on the chosen initial approximation. In case the initial condition is not chosen suitably, divergence will occur in the calculation. The PV panel parameters considered for the simulation are given in Table 1.

**Table 1.** Parameters of simulated photovoltaic (PV) panel. Standard Test Conditions (STC); MPP: maximum power point.

Parameter	Value	Note
Short circuit current at STC	$I_{sc} = 8.66 \text{ A}$	from datasheet
Open circuit voltage at STC	$V_{oc} = 37.9 \text{ V}$	from datasheet
MPP current at STC	$I_{mpp} = 8.14 \text{ A}$	from datasheet
MPP voltage at STC	$V_{mpp} = 31.1 \text{ V}$	from datasheet
Number of cells in series	$N_s = 60$	from datasheet
Short circuit current temperature coefficient	$\alpha = 0.0051 \text{ A} \cdot \text{K}^{-1}$	from datasheet
Ideality factor	$A = 1.102$	Calculated using the Newton-Raphson iteration method
Series resistance	$R_s = 0.277 \Omega$	Calculated using the Newton-Raphson iteration method
Shunt resistance	$R_{sh} = 1600 \Omega$	Calculated using the Newton-Raphson iteration method
Series resistance	$R_s = 0.228 \Omega$	Calculated using the Lambert W function
Shunt resistance	$R_{sh} = 625 \Omega$	Calculated using the Lambert W function

A comparison of the results of model simulation with the measurement performed on a physical panel can be seen on the shape of  $I$ - $V$  curve (Figure 5). In the region of short-circuit current, the deviation ( $X_{NR}$ ,  $X_L$ ) of the measured values ( $I_{SC,M}$ ) from the simulated ones is due to the overall impurity shading of the panel during measurement, which shows in the decreased value of short-circuit current against the value given in the manufacturer's datasheet. As is obvious from Figure 5, the differences between the results for simulated panel values and the parameters obtained using the Newton-Raphson iteration method and the Lambert W function are minimal and they can be used to determine the required parameters ( $A$ ,  $R_s$  and  $R_{sh}$ ).



**Figure 5.** Comparison of measured  $I$ - $V$  curve and simulation results.

Other input parameters are the panel temperature  $t$  ( $^{\circ}\text{C}$ ), intensity of solar radiation  $G$  in the panel plane ( $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$ ) and the particular voltage on the panel output, i.e., the reference voltage  $V_{ref}$  determined by the maximum power point tracker (MPPT).

For the PV panel and for individual strings, a mask was prepared in the model that enables changing the input parameters and the connection configuration. The PV field is then formed via a

series-parallel interconnection of panels (always according to the requirements on the system’s voltage and current.

The modelled system used in the validation was formed by three parallel-interconnected strings (Figure 6). Each string consists of three series-interconnected panels. In the validation, the panels were oriented towards south at a slope of 35°. Input values for the simulation (daily profile of solar radiation intensity and panel temperatures) correspond directly to the particular orientation.

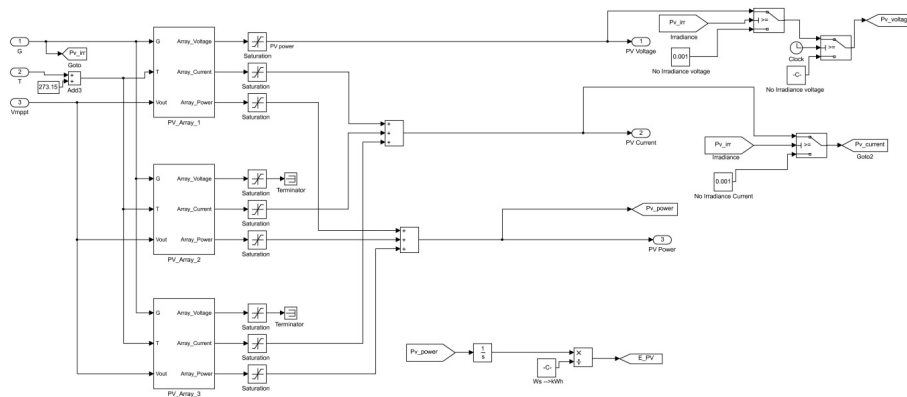


Figure 6. Topology of PV field model in Matlab programming environment.

3.2. DC-DC Converter

The block which simulates the behaviour of a DC-DC controller was only modelled from the viewpoint of power flow and the respective control functions; switching processes and transient events were not considered. The input value for the block is the output power of PV field. This power is subsequently multiplied by the control coefficient  $Q$ , which respects the current state of accumulation and, depending on the particular voltage of the storage system, controls charging power in the range of 0–100%. The dependence of the control coefficient on the accumulation voltage (Figure 7) was determined experimentally, it does not fully respect the charging cycle of the DC-DC controller, which may consist of several different phases for the purpose of optimizing the accumulator lifetime. But for the description of the system’s energy behaviour in the course of a day this dependence is sufficient. In the next step, the constant converter efficiency  $\eta_{DC-DC} = 96\%$  is considered.

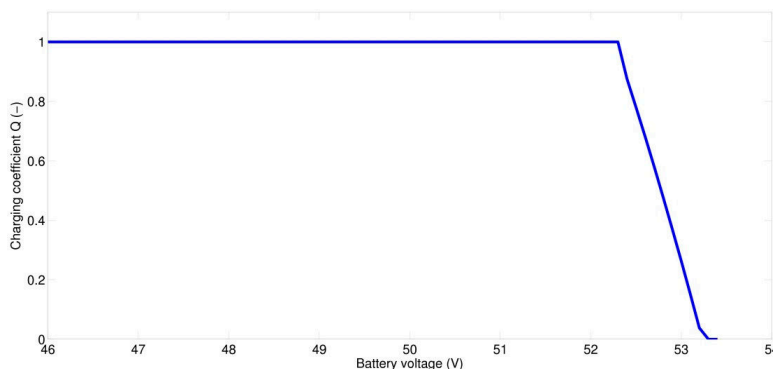


Figure 7. Dependence of control coefficient on instantaneous battery voltage.



Using the current value of accumulation voltage, the controller output current is then calculated from the output power of the DC-DC controller and employed to charge the accumulator or supply the connected load. Within the frame of the controller model the threshold value of the input power is then defined at which the controller starts working. In the model validation this value was found to be 80 W. The behaviour of a DC-DC controller can mathematically be described with the aid of Equations (2) and (3):

$$\text{if } P_{in,DC-DC} \leq 80 \text{ W} : P_{out,DC-DC} = 0 \text{ W} \quad (2)$$

$$\text{if } P_{in,DC-DC} > 80 \text{ W} : P_{out,DC-DC} = P_{in,DC-DC} \cdot Q \quad (3)$$

where:

$P_{in,DC-DC}$  is the controller input power (W), i.e., the output power of PV field  $P_{out,PV}$  (W),  
 $P_{out,DC-DC}$  is the output power of DC-DC controller (W),  
 $Q$  is the control coefficient (-).

In addition to the above functions, the DC-DC controller contains the function for tracking the maximum power point of the PV field (MPPT) for the purpose of achieving higher operating efficiency. Because of the climatic dependence of the parameters that describe the pattern of the  $I$ - $V$  curve, the maximum power point (MPP) is constantly changing and at any time there is a voltage value  $V_{ref}$ , i.e., PV field loading, at which the maximum power can be drawn [13,14]. This fact is the consequence of the non-linearity of the  $I$ - $V$  curve. Present-day algorithms for finding MPP differ mostly in the speed and accuracy of finding MPP and also in the demands made on the implementation. The tracking algorithms can generally be divided into three types: Perturb and Observe (P&O), incremental conductance (IC) and Temperature gradient techniques, the first two being the most widely used [16–18].

In the assembled model the Perturb and Observe (P&O) method is selected. Operating voltage on the primary side of the controller (power point of PV field) changes in certain fixed steps and the respective change in output power is registered. In case the power increases due to the change in voltage, the controller continues changing the voltage with the same sign. If due to the change in voltage there is a drop in power, in the next step there will be a change in voltage with opposite sign.

The main disadvantage of this method consists in the power point oscillating around the MPP value, a consequence of which is the loss of a small amount of energy due to inaccurate setting [19]. The oscillations correspond to the size of the step in which the change in voltage is made. The accuracy of setting the power point can be increased by reducing the voltage step but at the expense of the speed of search algorithm. This disadvantage manifests itself, above all, when meteorological conditions are changing rapidly. As regards our model, the voltage step was set at the value  $\Delta V = 1$  V.

The flow chart giving the essence of the P&O method is shown in Figure 8. Due to the fact that the MPPT is implemented in the model, the simulation step was set to 1 s. With the use of the MPPT, the maximum output power of the PV system is always ensured. The maximum available energy from the PV system ( $E_{PV}$ ) is calculated in the model, and this value represents the energy potential of the PV array. The difference between this energy ( $E_{PV}$ ) and the energy at the controller output ( $E_{DC-DC}$ , sim) does not indicate a physical energy loss on the DC-DC converter. This is an unused energy that cannot be delivered to the system due to the battery voltage limits.

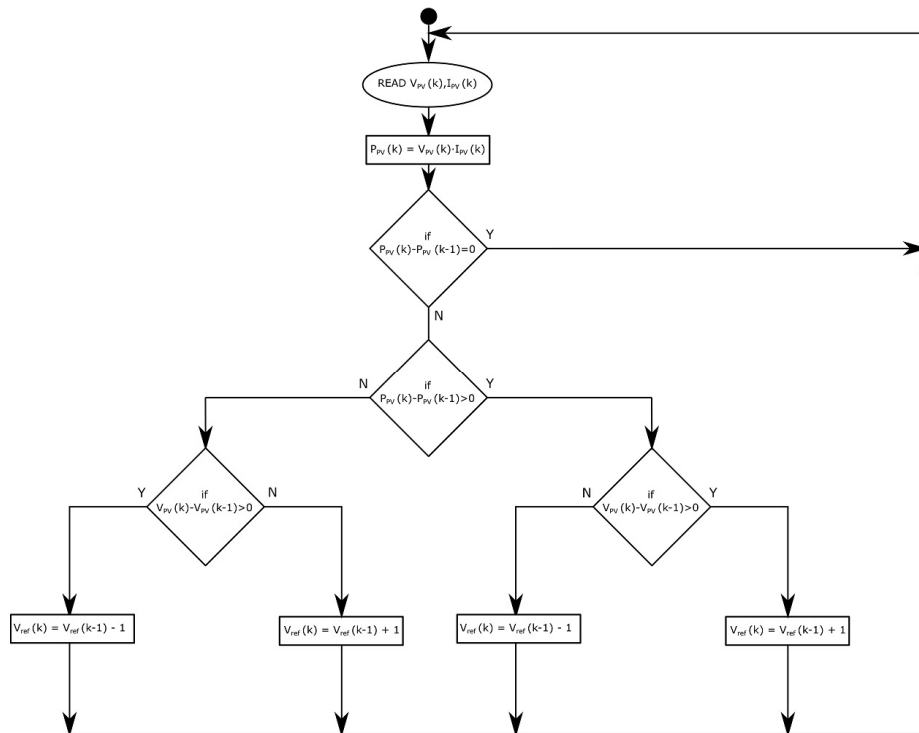


Figure 8. Basic P&O algorithm, according to [16].

3.3. Battery Energy Storage and Control System

For the simulation of the storage system the accumulator model from the SimPower Systems library was used, which represents the parameterized model of the common accumulator. The simulation is based on the principle of controlled voltage source with internal resistance.

For model purposes and in connection with the battery used, it was necessary to define the system states and thus describe the behaviour of the hybrid state—its internal logic, so that it would be clearly defined under what circumstances and priorities energy can be fed into or drawn from the battery. The algorithm of the control logic of the system is shown in Figure 9, where the meaning of individual quantities is as follows:

- $P_{out,DC-DC}$  is the output power from DC-DC converter (W),
- $P_{load,DC}$  is the input power into DC-AC inverter for load feeding (W),
- $SOC_{batt}$  is the state of battery charging (%),
- $P_{batt}$  is the power on accumulator interface—positive value means battery discharging (W),
- $P_{grid,LT}$  is the power drawn from grid in LT periods (W),
- $P_{grid,HT}$  is the power drawn from grid in HT periods (W).

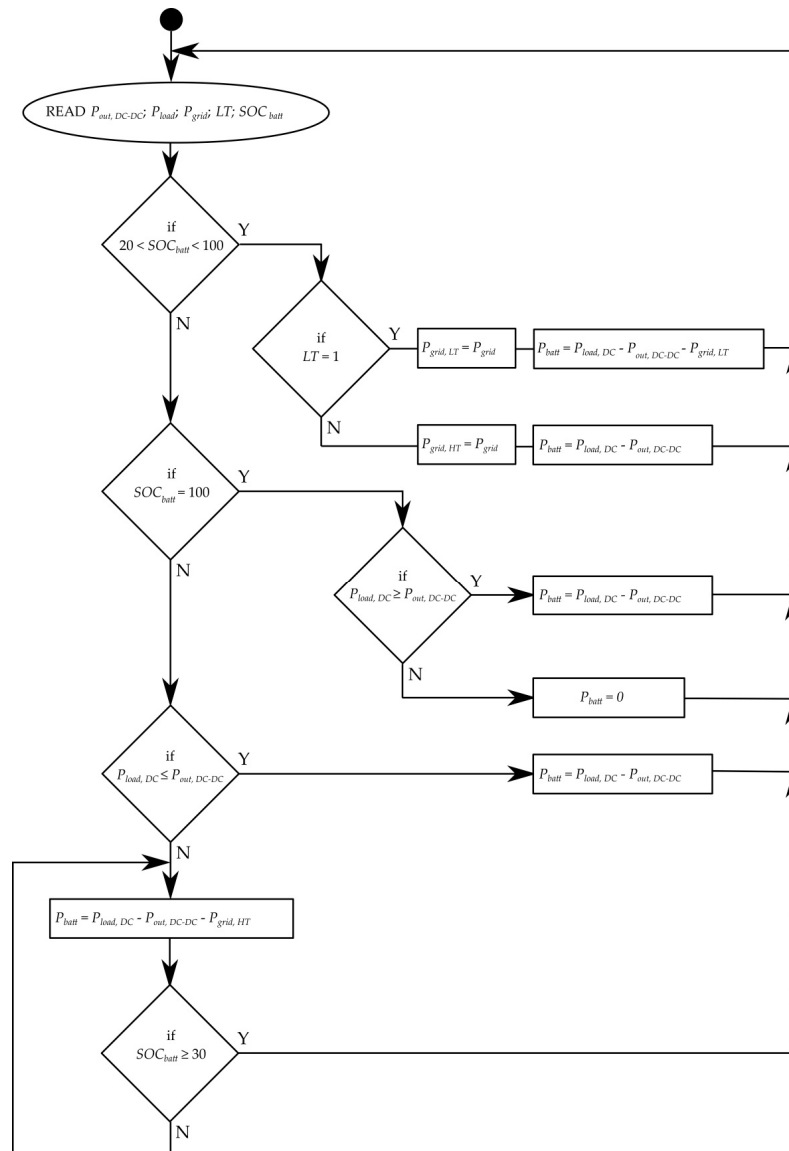


Figure 9. Control algorithm for charging up supporting storage.

Constructing the control logic algorithm was based on the following principal assumptions:

- The system will primarily use the available power  $P_{out,DC-DC}$  to charge the battery and feed the load  $P_{load,DC}$ .
- In the case the  $SOC_{batt}$  drops below the value of 20% and the load power  $P_{load,DC}$  exceeds the available power  $P_{out,DC-DC}$ , the system is charged up from the grid by a constant power  $P_{grid}$ , which is an optional simulation parameter.

- In HT periods, the power drawn is registered as  $P_{grid,HT}$  and the charging stops when the limit of 30%  $SOC_{batt}$  is reached.
- In LT periods, charging begins independently of the value of  $SOC_{batt}$ . Power from the grid is registered as  $P_{grid,LT}$  and charging only stops when the limit of 100%  $SOC_{batt}$  is reached.

Power drawn from the grid is continuously integrated and the result saved in two separate variables in dependence on the currently valid tariff. This provides for separate monitoring of the amount of electric energy drawn in the HT ( $E_{GRID\_HT}$ ) and LT ( $E_{GRID\_LT}$ ) periods.

#### 3.4. DC-AC Inverter

The inverter function (the inverter itself) in the assembled model can be defined as a device that inverts dc energy to ac energy at a given constant efficiency. Thus the input quantity is the power  $P_{load,DC}$  and the output quantity is the power  $P_{load,AC}$ . In practical applications, the converter efficiency changes in dependence on the current load; for the assembled model the DC-AC inverter efficiency was at  $\eta_{DC-AC} = 95\%$ . The simulation block is formed by a three-phase voltage source which generates voltage for the connected load and is supplemented with voltage and current measuring blocks. Similar to the DC-DC converter, no switching processes were considered.

#### 3.5. Load

The model offers two possibilities of making a load diagram. The load development can be defined with the aid of several electrical devices being time-switched. This method is implemented using three-phase RLC (Resistor-Inductor-Capacitor) blocks and elements for load switching. The drawn power is measured and entered into the system's control logic. The other possibility is the direct loading of the required variable, for example via importing the measured or calculated values. For the purpose of simulation, the latter method was used: the load diagram is known in advance and enters the model as an input variable. The load profile for the validation is given in Figure 10 (red curve).

### 4. Validation of Assembled Model

The functionality and internal logic of the model assembled were validated using data that were measured on the experimental HS in the laboratories of the Department of Electrical Power Engineering (Brno University of Technology, Brno-střed, Czech Republic). A 3390-10 power analyser (Hioki, Nagano, Japan) was used for the measurement conducted on 15 April 2016. Currents were measured using current sensors as follows:

- AC current on the DC-AC inverter output, using the Hioki 9272-10 clamp probe, range 20 A.
- DC current on the DC-DC controller output, using the Hioki 3274 clamp probe, range 150 A.
- DC current on accumulator interface, using the Hioki 9709 pull-through sensor, range 500 A.

Voltage was measured directly, via voltage inputs on the analyser. The mean values of individual measured quantities were registered every 30 s, which from the viewpoint of the validation of energy flows represents sufficient accuracy. The chosen sampling rate is not suitable for the recording of transient events and the model was neither assembled nor validated for the simulation of transient events.

The laboratory system (Figure 11) is formed by a PV array with a power of 2.25 kWp, consisting of nine panels with a power of 250 Wp, interconnected in three parallel-connected strings, each with three panels in series. The accumulator system is made up of lead-acid accumulators with a nominal voltage of 48V and a capacity of 400 Ah. The power section contains two Xtender inverters (Studer Sion, Switzerland), working in the Master-Slave mode to reduce stand-by losses), each of a nominal power of 2600 W (the complete system is described in detail in [20]).

Within the operating measurement, power was measured on the DC-DC converter output (CH1—Figure 11), on the interface of battery system (CH2—Figure 11) and on the DC-AC inverter

output (CH3—Figure 11). As mentioned above (part 3.5.) the profiles measured are given in Figure 10. For the power profile on battery, a negative value indicates battery charging while a positive value indicates battery discharging.

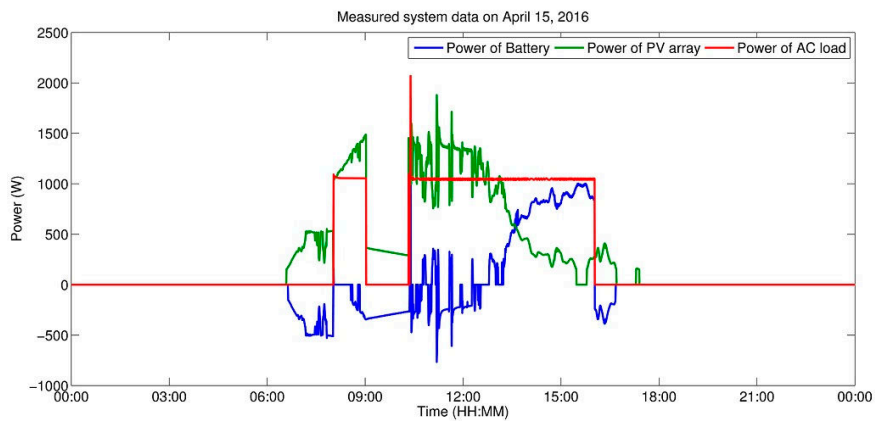


Figure 10. Power profiles measured on physical model of HS.

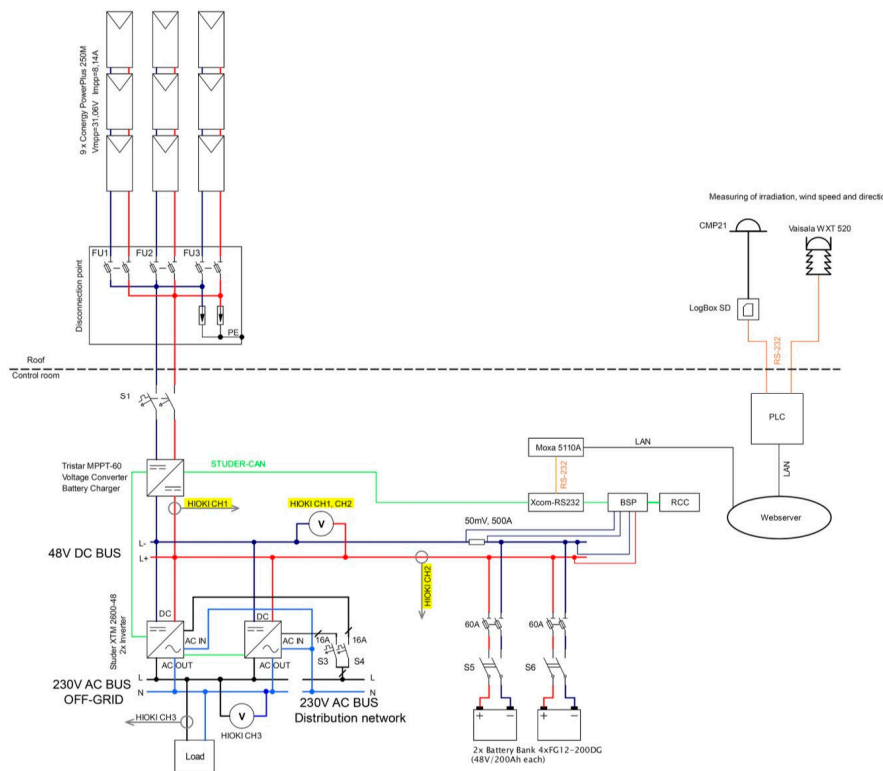
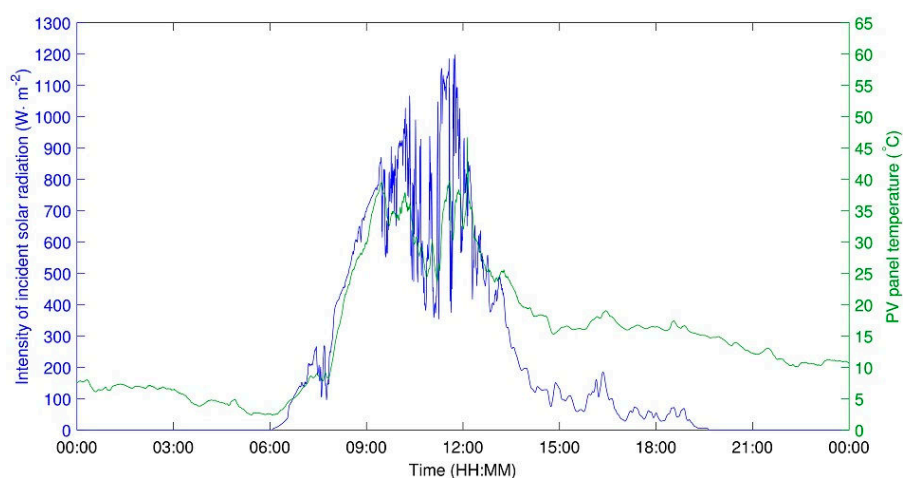


Figure 11. Schematic of experimental HS, with measuring points marked.

### Simulation Results for the Day Measured

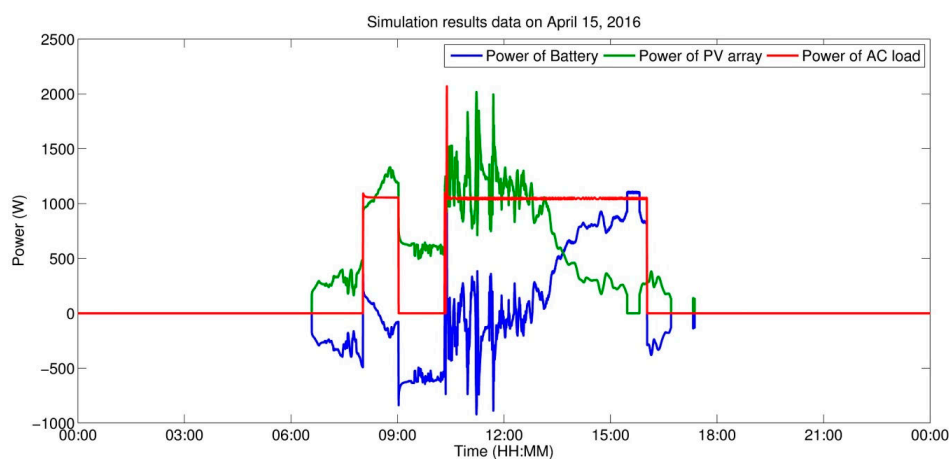
To check the results of assembled model, a simulation was made with input parameters measured the same day the measurement was performed of the power flows given in Figure 10.

The input variables used in the simulation (module temperature, intensity of solar radiation) stem from actual measurements and their profiles are shown in Figure 12. The intensity of incident solar radiation in the panel plane was measured with a CMP21 secondary standard pyranometer, with the panel temperature being measured with a PT100 resistance temperature sensor on the rear side of the panel. The values measured describe the time profile of the quantities on 15 April 2016.



**Figure 12.** Intensity vs. time profile of solar radiation incident on PV field and PV panel temperature.

The resulting profiles for individual quantities that constitute the simulation output are given together with the resulting energy amounts given in Figure 13 and Tables 2–4.



**Figure 13.** Power vs. time profiles obtained from simulation on HS model.

**Table 2.** Energy comparison during validation—measured values.

Name	Quantity Designation	Value
Energy drawn by load on AC side	$E_{AC\_LOAD,meas}$	7.021 kWh
Energy fed into system by DC-DC converter	$E_{DC\_DC,meas}$	6.823 kWh
Energy drawn from battery	$E_{battminus,meas}$	2.333 kWh
Energy fed into battery	$E_{battplus,meas}$	1.548 kWh

**Table 3.** Energy comparison during validation—simulation results.

Name	Quantity Designation	Value
Energy drawn by load on AC side	$E_{AC\_LOAD,sim}$	7.021 kWh
Energy fed into system by DC-DC converter	$E_{DC\_DC,sim}$	6.818 kWh
Energy drawn from battery	$E_{battminus,sim}$	2.361 kWh
Energy fed into battery	$E_{battplus,sim}$	1.789 kWh

**Table 4.** Energy comparison during validation—percentage difference.

Name	Quantity designation	Value
Energy drawn by load on AC side	$\Delta E_{AC\_LOAD}$	0%
Energy fed into system by DC-DC converter	$\Delta E_{DC\_DC}$	−0.07%
Energy drawn from battery	$\Delta E_{battminus}$	+1.2%
Energy fed into battery	$\Delta E_{battplus}$	+15%

As is obvious from the results given above, the assembled model exhibits for energy fed into accumulation a 15% deviation ( $\Delta E_{battplus}$ —Table 4), which is primarily due to the choice of a different method of charging the lead-acid battery, where the function of three-stage charging (bulk stage, absorption stage, float stage) is not implemented in the model as is usually the case with lead-acid accumulators [21] but, for simplicity, the one-stage charging system was chosen. It can be assumed, however, that in the case of using a Li-Ion accumulator the three-stage charging will not be applied and the model error will be smaller. For simulating the scenarios of the proposed concept of employing a supporting storage system for fast charging stations for EVs, the model accuracy is sufficient in the context of the employed measurement facility (Hioki) and thus the designed model can be utilized in the simulation of individual scenarios and of the effect of the setting of individual parameters on the results (e.g., changes in the size of PVS, changes in the battery size).

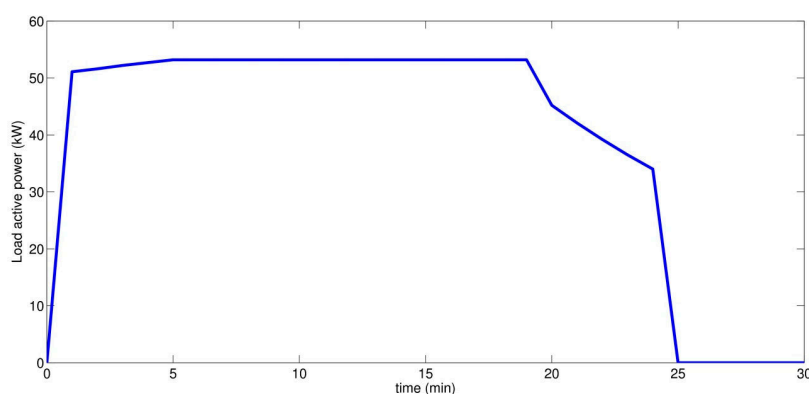
### 5. Simulation of Results of Concept of Supporting Storage System for Fast Charging Stations for EVs

To enable implementing the simulation of an electric circuit or a device represented by means of special block from the Simscape Power Systems library, it is necessary to insert the Powergui block into the model. It is used to save the equivalent Simulink circuit which represents a set of inputs, outputs and state variables (state space) [22]. Relations between them are described by differential equations. The Powergui block offers choosing from several integration methods for solving and simulating electric circuits and devices in the designed model, specifically the continuous, discrete and phasor methods of solution [23]. When simulating dynamic systems, the solution proceeds by successive steps (time intervals in which the calculation of individual states of the system takes place) until the total simulation time is reached [24]. The simulation step can be of fixed or variable length of time.

The continuous integration method employs for simulation an integration algorithm with variable step. Its advantage consists in its greater accuracy when simulating small systems with a small number of non-linear elements and also in the shorter time necessary for the simulation of model results because the number of steps necessary for the solution is lower. A disadvantage is that the speed of simulating extensive systems containing a great number of non-linear elements decreases rapidly

due to the inaccuracy of the method. In the case of simulating large systems containing more than 50 electric states of more than 25 electronic devices it is of advantage to use the discrete integration method with fixed step [22]. This method is primarily designed for strictly discrete models and it calculates their state in the nearest time step. The phasor method of solution is advantageous in cases when it is necessary to know just the magnitude and phase of voltages and currents (e.g., when solving problems related to electric grid stability), i.e., in cases when it is not necessary to solve a complete set of differential equations and the state space is substituted with the so-called reduced state space, which results in greatly increased calculation speed.

In order to simulate the behavior of the proposed system of supporting storage system for fast charging stations for EVs, it was necessary to simulate/determine the load diagram of a one station during charging an electric vehicle. Based on performed analysis and the data provided by the distribution system operator, the diagram shown in Figure 14 is considered. This AC network load diagram represents one electric vehicle charging with a 50 kW fast-charging station (FChS). The charging cycle lasts 30 min, including a 5 min service interval in the end of the cycle. The charging cycle corresponds to the charging of the one EV with a total capacity of 25 kWh. The presented cycle considers the charging from 0%  $SOC_{EV}$  to 80%  $SOC_{EV}$  of the one EV's capacity.



**Figure 14.** Load active power vs. time for one EV charging cycle.

The technical solutions that can be used for the proposed concept are currently being implemented by ABB (Energy Storage System), Schneider Electric (Energy Storage System), Siemens (Siestorage), but the usable area is generally aimed on supporting network services and improving the quality of electricity. The specific technical solution in cooperation with the fast-charging station for EVs and the PV system is not known to the authors.

#### 5.1. Operating Scenario A—Description and Assessment

The simulated scenario employs meteorological data for the first week of September 2016. The load diagram represents a charging cycle of 13 EVs in the course of each day (the same for each day) using one 50 kW fast charging station. The charging of an EV with an accumulator capacity of 25 kWh is considered, with each EV-charging cycle considered in the 0–80%  $SOC_{EV}$  range of the EV accumulator. One charging cycle thus represents ca 20 kWh of electric energy and takes about half an hour [10].

Graphical outputs from the simulation of scenario A are given in Figures 15–17. Figure 18 gives a detailed view of the green-marked region in the week survey (Figure 15), specifically the 4th day of simulation. The operation of the EV-charging station considered is only in the period from 7 a.m. to 7 p.m. and this is reflected in the time distribution of EV-charging cycles, which is, moreover, concentrated into the morning and evening peaks (red curve in Figure 18).



The chosen maximum power drawn from the grid was 50 kW (this value is derived from the  $3 \times 80$  A protection element used—prescribed protection for operating one fast charging station). If a LT period of 8 h per day is considered—this mode is valid for the duration of LT (8 h during time periods between 6 p.m. and 8 a.m.), then up to 400 kWh can theoretically be drawn from the grid during the LT period. This value represents the maximum capacity of supporting storage that is worth considering from the economic point of view.

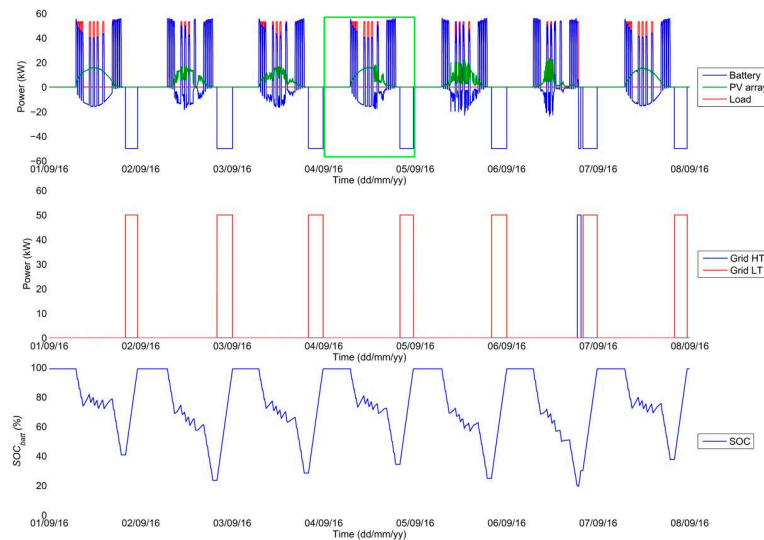


Figure 15. Resulting profiles in simulation of individual states—overall survey, scenario A.

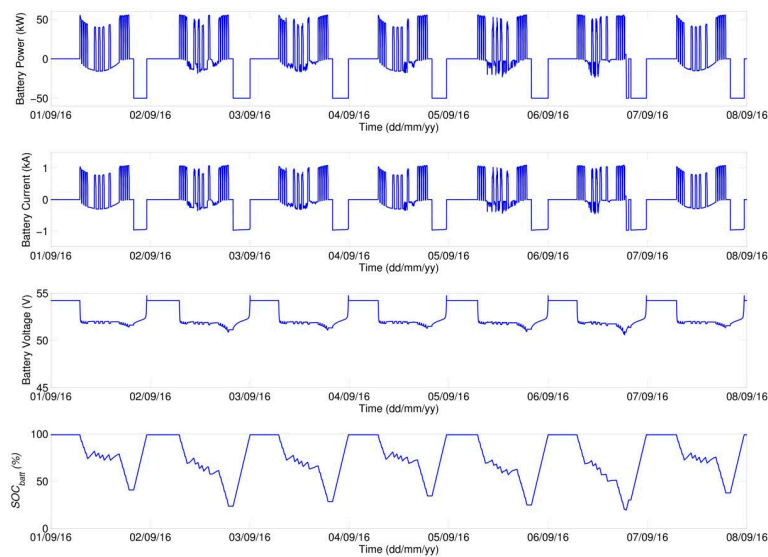
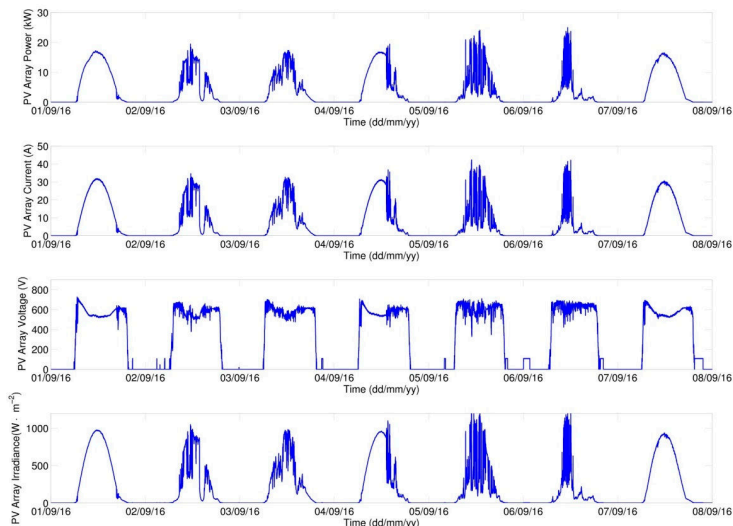
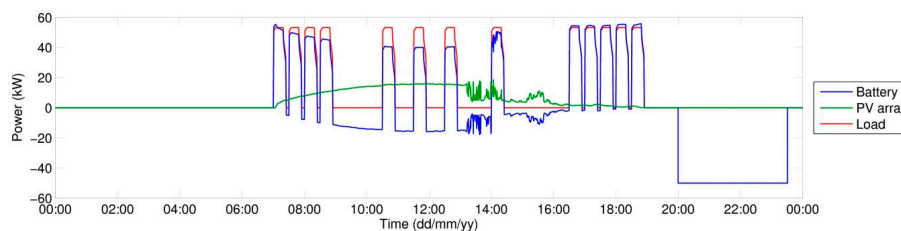


Figure 16. Resulting profiles of simulation of operating states of accumulation, scenario A.



**Figure 17.** Resulting profiles of simulation of operating states of photovoltaic system (PVS), scenario A.



**Figure 18.** Power profiles in simulation of individual states, scenario A—detailed view of 4th day.

The voltage considered for the Li-Ion storage is 48 V, capacity 5208 Ah (250,000 Wh/48 V), which represents a nominal capacity of ca 250 kWh. For the beginning of simulation the fully charged supporting accumulator is considered.

The PVS is formed by 4 parallel-interconnected strings, each made up of 20 panels, 250 Wp power each. These are PV panels of the same parameters as those used in the model validation (Table 1). The total power of the installed PV panels is thus 20 kWp.

In view of the priority to maintain the operability of fast charging station, the grid charging of the system is considered such that with the  $SOC_{batt}$  of the support accumulator decreasing to 20%, the charging should start irrespective of the low/high tariff. As is obvious from the algorithm of internal logic given in Figure 9, if grid charging takes place in the HT period, the charging is terminated when 30%  $SOC_{batt}$  is reached and the full charging of the system is preferentially performed in the LT period. For every day, the considered LT period in simulation is from 8 p.m. to 4 a.m., in keeping with the valid regulations of the operator of the electricity grid of CR.

As is obvious from the profiles given above, the chosen capacity of supporting storage (250 kWh) is sufficient for the operation of charging station, with the charging performed preferentially in LT periods. The 6th simulation day is an exception, when due to the drop of  $SOC_{batt}$  to the stipulated level it was necessary to start charging even in the HT period (Figure 15). As expected, HT charging was terminated when 30%  $SOC_{batt}$  was reached. Thus the indispensable reserve is provided for completing the charging cycle of EVs in case the station is unexpectedly disconnected from the grid. The minimum

20%  $SOC_{batt}$  was chosen with a view to accumulator lifetime and also as a reserve for supplying the system's own consumption.

The plotted profiles of simulated quantities correspond with anticipated results. In Figure 17, an increase in PV Array Voltage during night hours can be seen, which relates directly to the input data of the measured intensity of solar radiation. In data sets there appears the value ( $2 \cdot W \cdot m^{-2}$ ) for night hours, which may be due to a measurement error but it is probably the effect of ambient illumination and moonlight. The model thus responds to input values while MPPT tries to set the value of operating voltage. But because of insufficient irradiation, no current is generated and the power of PV field remains zero.

Overall energy balances of the simulated scenario are given in Table 5. As can be seen, the total energy drawn from the grid ( $E_{GRID}$ ) amounts to 1333 kWh, from which amount 1289 kWh, i.e., 96.7%, were drawn in the LT period ( $E_{GRID\_LT}$ ), which from operation viewpoint represents an economic benefit.

**Table 5.** Resulting energy balances for scenario A.

Name	Quantity Designation	Value
Overall energy drawn from grid	$E_{GRID}$	1333 kWh
Energy drawn from grid during LT	$E_{GRID\_LT}$	1289 kWh
Energy drawn by load on AC side	$E_{AC\_LOAD}$	1824 kWh
Energy drawn by load on DC side	$E_{DC\_LOAD}$	1915 kWh
Energy potential of PV system	$E_{PV}$	630 kWh
Energy fed into system by DC-DC converter	$E_{DC\_DC}$	590 kWh
Energy fed into battery	$E_{battminus}$	1698 kWh
Energy drawn from battery	$E_{battplus}$	1687 kWh
Balance of stored energy	$E_{batt}$	11 kWh

## 5.2. Operating Scenario B—Description and Assessment

The simulated scenario B differs from scenario A in the load diagram; there are again 13 EVs under consideration but the time distribution of individual EV arrivals is different, spread over the whole day. The other simulation parameters remained the same, with a view to the possibility of a direct comparison of results. The simulation results for scenario B are shown in Figures 19–21. The different distribution of EVs (red curve) in the course of the day compared to scenario A can be seen in Figure 22. As can be seen from the results given,  $SOC_{batt}$  does not drop to the 20% level and HT charging is not applied. The different load diagram thus has a direct impact on the ratio of energy amount  $E_{GRID\_LT}$  to  $E_{GRID}$ . From the viewpoint of reduced  $SOC_{batt}$ , a more uniformly distributed load diagram is more favourable.

The results presented confirm the assumption that with the load diagram uniformly distributed, the supporting storage system represents a limited contribution because part of the system capacity is not used. Scenario B results thus satisfy the assumptions. Energy balance results are given in Table 6.

**Table 6.** Resulting energy balances for scenario B.

Name	Quantity Designation	Value
Overall energy drawn from grid	$E_{GRID}$	1303 kWh
Energy drawn from grid under LT	$E_{GRID\_LT}$	1303 kWh
Energy drawn by load on AC side	$E_{AC\_LOAD}$	1824 kWh
Energy drawn by load on DC side	$E_{DC\_LOAD}$	1915 kWh
Energy potential of PV system	$E_{PV}$	630 kWh
Energy fed into system by DC-DC converter	$E_{DC\_DC}$	600 kWh
Energy fed into battery	$E_{battminus}$	1408 kWh
Energy drawn from battery	$E_{battplus}$	1420 kWh
Balance of stored energy	$E_{batt}$	−12 kWh

## 6. Evaluation—Advantages and Disadvantages of Proposed Concept

The proposed concept of a HS with storage that serves as support for charging electric vehicles was prepared as part of current research in the area of storage systems with support from RESs. Based on the measurement performed on the experimental HS at FEEC BUT, a simulation model was assembled with optional parameters which was subsequently modified to fit the requirements of the simulation of scenarios of the proposed concept. Presented model allows simulating longer time range (month, year) with different input parameters. The calculation time of the simulation depends directly on the length of the simulated time period and the computational power of the computer.

Calculation of a detailed simulation of one week takes approximately 7 min with average personal computer. Matlab Simulink is a robust tool for data calculation and processing and therefore was chosen as a simulation tool even though there are similar simulation tools (HOMER) that can also provide the basic energy balance of the system. The assembled model needs to be further improved especially in DC-AC converter and EVs chargers. This task is the aim of follow-up research in the field of energy systems realized at the Department of Electrical Power Engineering, at the Brno University of Technology.

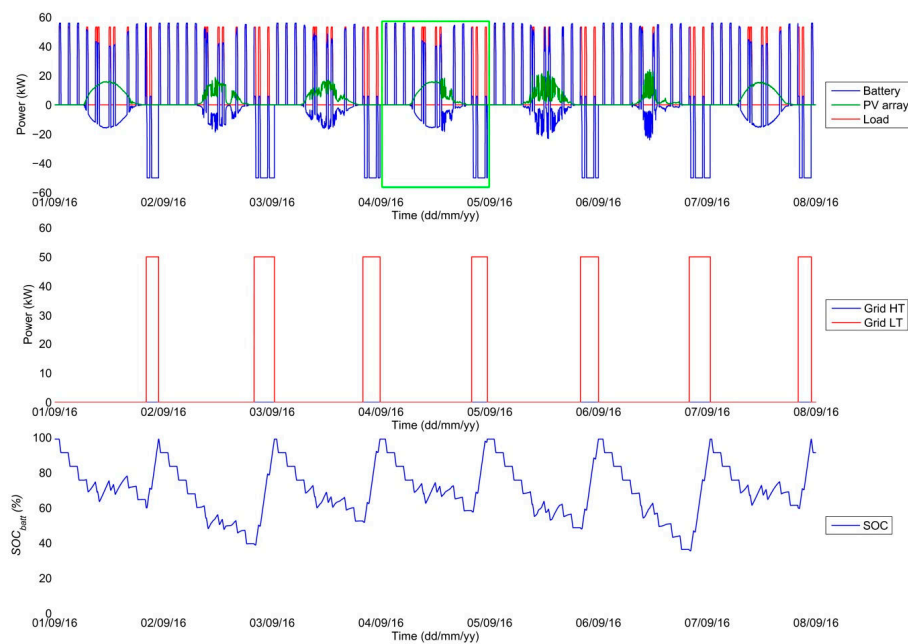


Figure 19. Resulting profiles for simulation of individual states—general overview, scenario B.

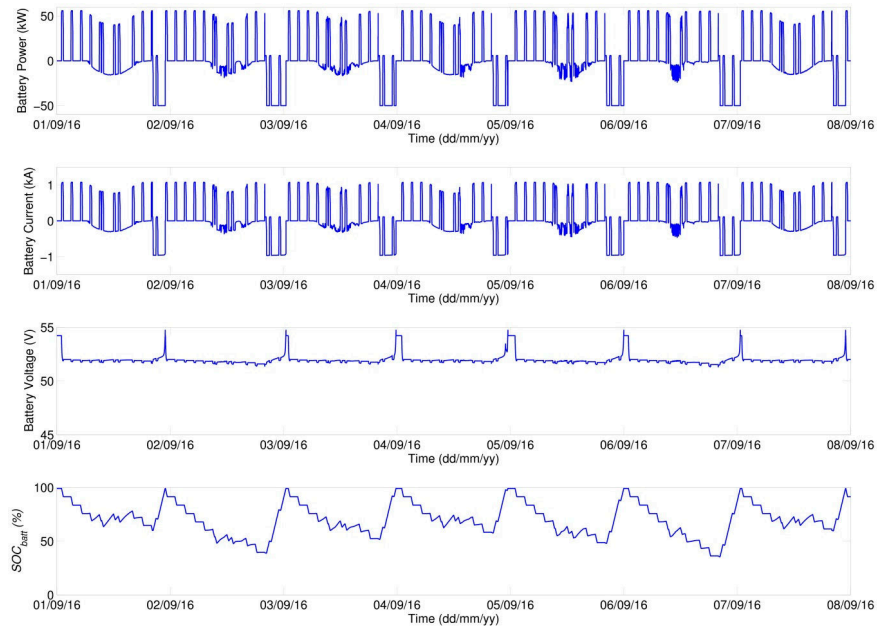


Figure 20. Resulting profiles for simulation of operating states of accumulation, scenario B.

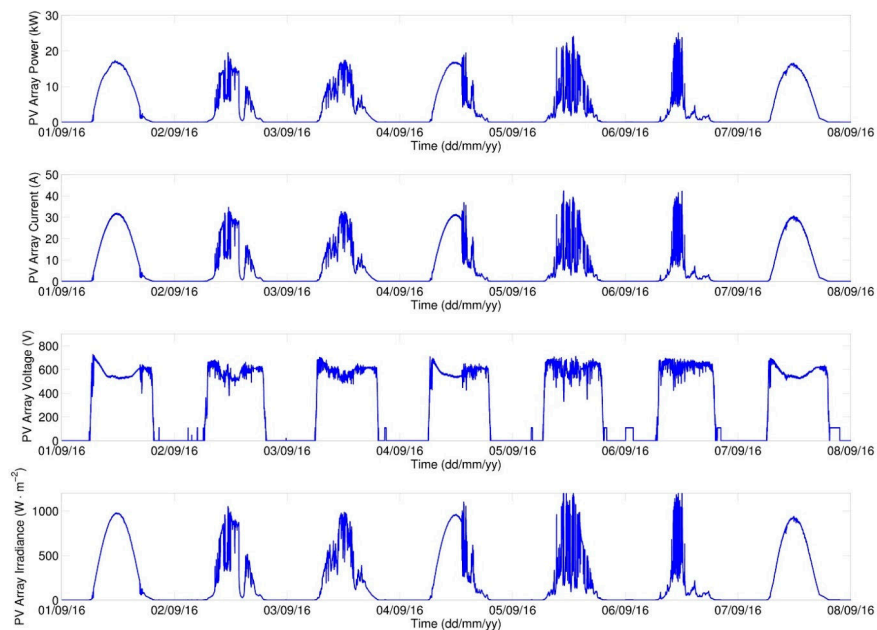
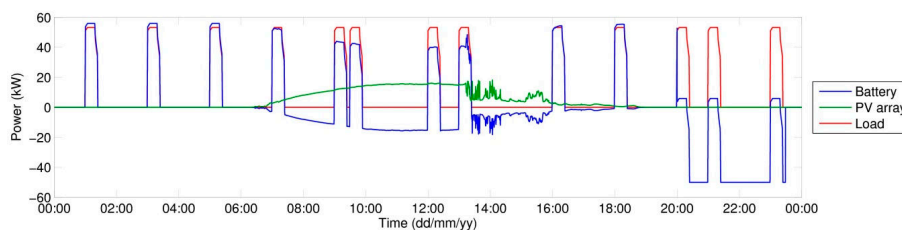


Figure 21. Resulting profiles for simulation of operating states of PVS, scenario B.



**Figure 22.** Power profile for simulation of individual states, scenario B, detailed view of 4th day.

In connection with the integration of charging stations into the electricity grid, an increased interest is expected in facilities that can limit the reverse effects on the grid. The proposed concept of a charging station with supporting storage can in dependence on the specific locality reduce the negative reverse effects on the grid (voltage fluctuations, asymmetry, voltage magnitude). Analysis of voltage changes during FChS operation has been realized, but is beyond the aim of this paper. An optimally designed storage system (ensuring minimum HT drawing from the grid) stabilizes drawing from the grid with respect to accumulation cycling, and this has a positive effect on grid stability and, consequently, also a positive effect on the planning of electricity grid. The capacity of the accumulation system cannot be designed only with the emphasis on the maximum capacity. It is necessary to consider the number of charging/discharging cycles and the discharging rate with respect to the required technological reserve. Other aspects that define the size of accumulation are the size of system's circuit breaker in combination with the LT duration so that the system is ready for the next working cycle.

The main economic contribution of the proposed concept can be seen in reduced operating costs due to minimum HT power drawn from the grid (difference between HT and LT electricity price), with PVS reducing still further the required amount of energy drawn from the grid (in HT periods, in particular).

The main disadvantage is the purchase price of supporting storage and converters. Based on the analyses conducted up to now, a price ranging between Euro 200,000 and 250,000 can be expected for a system with one 50 kW fast charging station, hybrid converter, LiFePO-based supporting storage of 250 kWh capacity and 20 kWp PVS.

As documented by the simulation results obtained and by data from physical measurement, the designed model can be used to simulate scenarios with different parameters and thus test the chosen configuration of individual parameters of the concept presented. Following up on the current cooperation with and requirements of the industry (the CEZ (Prague, Czech Republic) and the E.ON (České Budějovice, Czech Republic) companies) it is expected that research will further continue in areas related to the application of storage systems with the aim of limiting potential effects on the electricity grid.

**Acknowledgments:** Paper was prepared at Centre for Research and Utilization of Renewable Energy. Authors gratefully acknowledge financial support from the Technology Agency of the Czech Republic (project No. TH02020435) and National Feasibility Program I of Ministry of Education, Youth and Sport of the Czech Republic under project No. LO1210.

**Author Contributions:** Petr Mastny and Jan Moravek conceived and designed the concept of charging site. Jan Moravek and Martin Vojtek performed the measurements, data analysis and created the simulation model. Jiri Drapela consulted the results of the analysis. All of the authors have been involved in writing the manuscript.

**Conflicts of Interest:** The authors declare no conflict of interest.

### Nomenclature

$A$	diode ideality factor (-),
$E_{AC\_LOAD,meas}$	measured value of energy drawn by load on AC side of inverter (Wh),
$E_{AC\_LOAD,sim}$	simulation result of energy drawn by load on AC side of inverter (Wh),
$E_{battminus,meas}$	measured value of energy drawn from battery (Wh),
$E_{battminus,sim}$	simulation result of energy drawn from battery (Wh),
$E_{battplus,meas}$	measured value of energy fed into battery (Wh),
$E_{battplus,sim}$	simulation result of energy fed into battery (Wh),
$E_{DC\_DC,meas}$	measured value of energy fed into system by DC-DC converter (Wh),
$E_{DC\_DC,sim}$	simulation result of energy fed into system by DC-DC converter (Wh),
$E_{GRID}$	total amount of electric energy drawn from the grid (Wh),
$E_{GRID\_HT}$	amount of electric energy drawn in the high-tariff (Wh),
$E_{GRID\_LT}$	amount of electric energy drawn in the low-tariff (Wh),
$E_{PV}$	energy potential of PV system (Wh),
$G$	intensity of solar radiation ( $W \cdot m^{-2}$ ),
$I_{mpp}$	maximum power point current of PV panel at STC (A),
$I_{ph}$	current generated by photodiode (A),
$I_{pv}$	input current of PV panel (A),
$I_s$	saturation current (A),
$I_{sc}$	short circuit current of PV panel at STC (A),
$N_s$	number of panel cells in series (-),
$P_{batt}$	power on accumulator interface (W),
$P_{grid}$	power drawn from grid—max. limit (W),
$P_{grid,HT}$	power drawn from grid in high-tariff periods (W),
$P_{grid,LT}$	power drawn from grid in low-tariff periods (W),
$P_{in,DC-DC}$	DC-DC converter input power (W),
$P_{load,AC}$	DC-AC inverter output power (W),
$P_{load,DC}$	DC-AC inverter input power (W),
$P_{out,DC-DC}$	DC-DC converter output power (W),
$P_{out,PV}$	PV field output power (W),
$Q$	control coefficient (-),
$R_s$	series resistance of PV panel ( $\Omega$ ),
$R_{sh}$	shunt resistance of PV panel ( $\Omega$ ),
$SOC_{batt}$	system's battery state of charge (%),
$SOC_{EV}$	electric vehicle's battery state of charge (%),
$T$	PV cell temperature (K),
$V$	output voltage of PV panel (V),
$V_{mpp}$	maximum power point voltage of PV panel at STC (V),
$V_{oc}$	open circuit voltage of PV panel at STC (V),
$V_{ref}$	reference voltage determined by the MPPT (V),
$X_L$	deviation of results obtained using Lambert W function (A),
$X_{NR}$	deviation of results obtained using Newton-Raphson method (A),
$k$	Boltzmann constant ( $k = 1.38 \times 10^{-23} J \cdot K^{-1}$ ),
$t$	PV panel temperature ( $^{\circ}C$ ),
$q$	electron charge ( $q = 1.602 \times 10^{-19} C$ ),
$\Delta E_{battminus}$	difference of energy drawn from battery (%),
$\Delta E_{battplus}$	difference of energy fed into battery (%)
$\Delta E_{AC\_LOAD}$	difference of energy drawn by load on AC side of inverter (%),
$\Delta E_{DC\_DC}$	difference of energy fed into system by DC-DC converter (%),
$\alpha$	short circuit current temperature coefficient ( $A \cdot K^{-1}$ ),
$\eta_{DC-DC}$	DC-DC converter efficiency (%),
$\eta_{DC-AC}$	DC-AC inverter efficiency (%).

## References

1. Czech Energy Regulatory Office. *Decree No 16/2016: Conditions for Connection to the Public Electricity Grid in Czech Language*; Czech Energy Regulatory Office: Jihlava, Czech Republic, 2016.
2. New Green Savings Programme—Directive No. 1 NZU 2014 and Its Annexes. Czech Republic, 2014. Available online: <http://www.novazelenausporam.cz/en/> (accessed on 12 December 2016). (In Czech)
3. Richardson, D.B. Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2013**, *19*, 247–254. [[CrossRef](#)]
4. Darabi, Z.; Ferdowsi, M. Aggregated Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Electricity Demand Profile. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2011**, *2*, 501–508. [[CrossRef](#)]
5. Automotive Industry Association (AIA). Czech Vehicle Parc—November 2015. Available online: <http://www.autosap.cz/zakladni-prehledy-a-udaje/slozeni-vozoveho-parku-v-cr/> (accessed on 18 November 2016). (In Czech)
6. IEC 61815-1:2017. *Electric Vehicle Conductive Charging System—Part 1: General Requirements*; IEC: Geneva, Switzerland, 2017.
7. Nema, P.; Nema, R.K.; Rangnekar, S. A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2009**, *13*, 2096–2103. [[CrossRef](#)]
8. Henninger, S.; Jaeger, J.; Rubenbauer, H. Dimensioning and control of energy storage systems for renewable power leveling. In Proceedings of the 2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), Dallas, TX, USA, 2016; pp. 1–5. [[CrossRef](#)]
9. Yunus, K.; De La Parra, H.Z.; Reza, M. Distribution grid impact of Plug-In Electric Vehicles charging at fast charging stations using stochastic charging model. In Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications, Birmingham, UK, 2011; pp. 1–11.
10. Mastny, P.; Moravek, J.; Vrana, M. Concept of Fast Charging Stations with Integrated Accumulators—Assessment of the Impact for Operation. In Proceedings of the 2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Prague, Czech Republic, 16–18 May 2016; pp. 194–199.
11. Cubas, J.; Pindado, S.; de Manuel, C. Explicit Expressions for Solar Panel Equivalent Circuit Parameters Based on Analytical Formulation and the Lambert W-Function. *Energies* **2014**, *7*, 4098–4115. [[CrossRef](#)]
12. Chan, D.S.H.; Phang, J.C.H. Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from *I-V* characteristics. *IEEE Trans. Electron. Devices* **1987**, *34*, 286–293. [[CrossRef](#)]
13. Sera, D.; Teodorescu, R.; Rodriguez, P. PV panel model based on datasheet values. In Proceedings of the 2007 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Vigo, Spain, 2007; pp. 2392–2396. [[CrossRef](#)]
14. Orioli, A.; Di Gangi, A. A procedure to calculate the five-parameter model of crystalline silicon photovoltaic modules on the basis of the tabular performance data. *Appl. Energy* **2013**, *102*, 1160–1177. [[CrossRef](#)]
15. Siddique, H.A.B.; Xu, P.; De Doncker, R.W. Parameter extraction algorithm for one-diode model of PV panels based on datasheet values. In Proceedings of the 2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Alghero, Italy, 2013; pp. 7–13. [[CrossRef](#)]
16. De Brito, M.A.G.; Sampaio, L.P.; Luigi, G., Jr.; e Melo, G.A.; Canesin, C.A. Comparative Analysis of MPPT Techniques for PV Applications. In Proceedings of the 2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Ischia, Italy, 14–16 June 2011.
17. Piegari, L.; Rizzo, R.; Spina, I.; Tricoli, P. Optimized Adaptive Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Control for Photovoltaic Generation. *Energies* **2015**, *8*, 3418–3436. [[CrossRef](#)]
18. Batunlu, C.; Alrweq, M.; Albarbar, A. Effects of Power Tracking Algorithms on Lifetime of Power Electronic Devices Used in Solar Systems. *Energies* **2016**, *9*, 884. [[CrossRef](#)]
19. Femia, N.; Petrone, G.; Spagnuolo, G.; Vitelli, M. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE Trans. Power Electron.* **2005**, *20*, 963–973. [[CrossRef](#)]
20. Moravek, J.; Mastny, P. Hybrid renewable energy system—Configuration and control. *Recent Res. Electr. Power Energy* **2013**, *22*, 87–92.
21. Wu, Y.; Shen, C.; Liu, C. Implementation of solar illumination system with three-stage charging and dimming control function. In Proceedings of the 2011 International Conference on Electric Information and Control Engineering, Wuhan, China, 15–17 April 2011; pp. 2260–2263. [[CrossRef](#)]



*Energies* **2017**, *10*, 834

24 of 24

22. The MathWorks, Inc. Available online: <http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/powergui.html?searchHighlight=powergui> (accessed on 16 December 2016).
23. The MathWorks, Inc. Available online: <http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ug/choosing-an-integration-method.html> (accessed on 16 December 2016).
24. The MathWorks, Inc. Available online: <http://www.mathworks.com/help/simulink/ug/choosing-a-solver.html> (accessed on 16 December 2016).



© 2017 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



## LITERATURA POUŽITÁ V ČLÁNCÍCH

- [1] Badea, G.; Naghiu, G. S.; Safirescu, C.; aj.: Choosing the Optimal Multi-Junctions Photovoltaic Cells for Application in the Field of Concentrated Photovoltaic. In *Computer Applications in Environmental Sciences and Renewable Energy*, 2014, pp. 144–150.  
URL: <<http://www.wseas.us/e-library/conferences/2014/Malaysia/RESEN/RESEN-21.pdf>>
- [2] Bajpai, P.; Dash, V.: Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, issue 5, 2012: pp. 2926–2939.  
URL: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112001025>>
- [3] Bastidas-Rodriguez, J. D.; Petrone, G.; Ramos-Paja, C. A.; aj.: Photovoltaic modules diagnostic: An overview. In *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2013, pp. 96–101.
- [4] Batic, M.; Philimis, P.; Sakkas, N.; aj.: Simulation of Hybrid Renewable Energy System. In *Advances in Environment, Biotechnology and Biomedicine, Proceeding of the 1st WSEAS International Conference Energy and Environment Technologies and Equipment*, Czech Republic: WSEAS Press, 2012, ISBN 978-1-61804-122-7, pp. 15–20.
- [5] Batunlu, C.; Alrweq, M.; Albarbar, A.: Effects of Power Tracking Algorithms on Lifetime of Power Electronic Devices Used in Solar Systems. *Energies*, vol. 9, issue 11, 2016, ISSN 1996-1073, doi:10.3390/en9110884.  
URL: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/9/11/884>>
- [6] Bernath, F.; Mastny, P.: Power factor compensation of photovoltaic power plant. In *Proceedings of the 18th conference - volume 3*, Litera Brno, 2012, pp. 138–142.
- [7] Bhende, C. N.; Mishra, S.; Malla, S. G.: Permanent Magnet Synchronous Generator-Based Standalone Wind Energy Supply System. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, issue 4, 2011: pp. 361–373.  
URL: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5872080>>
- [8] de Brito, M. A. G.; Sampaio, L. P.; Luigi, G.; aj.: Comparative analysis of MPPT techniques for PV applications. In *2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, June 2011, pp. 99–104, doi:10.1109/ICCEP.2011.6036361.
- [9] Buzas, J.; Farkas, I.; Biro, A.; aj.: Modelling and simulation aspects of a solar hot water system. *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. vol. 48, issue issue 1,

- 1998: pp. 33–46.  
URL: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378475498001530>>
- [10] Carlson, D. E.; et al.: Corrosion Effects in Thin-Film Photovoltaic Modules. In *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 6, 2003, pp. 377–386.
- [11] Chan, D. S. H.; Phang, J. C. H.: Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from I-V characteristics. *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 34, issue 2, Feb 1987: pp. 286–293, ISSN 0018-9383, doi:10.1109/T-ED.1987.22920.
- [12] Cortez, L.; Artez, J. I.; Adorno, A.; aj.: Simulation of a photovoltaic solar module for the study of the effects of random changes of solar radiation. In *Proceedings of the 12th WSEAS International Conference on AUTOMATIC CONTROL, MODELING & SIMULATION*, 2010, pp. 257–262, accessed on 13 July 2015.  
URL: <<http://www.wseas.us/e-library/conferences/2010/Catania/ACMOS/ACMOS-43.pdf>>
- [13] Cubas, J.; Pindado, S.; de Manuel, C.: Explicit Expressions for Solar Panel Equivalent Circuit Parameters Based on Analytical Formulation and the Lambert W-Function. *Energies*, vol. 7, issue 7, 2014: pp. 4098–4115, ISSN 1996-1073, doi: 10.3390/en7074098.  
URL: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/7/7/4098>>
- [14] Darabi, Z.; Ferdowsi, M.: Aggregated Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Electricity Demand Profile. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, issue 4, Oct 2011: pp. 501–508, ISSN 1949-3029, doi:10.1109/TSTE.2011.2158123.
- [15] Deshmukh, M.; Deshmukh, S.: Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, issue 1, 2008: pp. 235–249.  
URL: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032106001134>>
- [16] ERÚ: Vyhláška ERÚ č. 16/2016 o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.
- [17] ERÚ: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č.4/2013. 2013, [www.eru.cz](http://www.eru.cz), citace 4.3.2014.
- [18] Femia, N.; Petrone, G.; Spagnuolo, G.; aj.: Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, issue 4, July 2005: pp. 963–973, ISSN 0885-8993, doi:10.1109/TPEL.2005.850975.
- [19] Gabriel, P.; Čihák, F.; Kalandra, P.: *Malé vodní elektrárny*. Vydavatelství ČVUT, 1998, ISBN 80-01-01812-1.

- [20] Henninger, S.; Jaeger, J.; Rubenbauer, H.: Dimensioning and control of energy storage systems for renewable power leveling. In *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D)*, May 2016, pp. 1–5, doi:10.1109/TDC.2016.7519881.
- [21] Hu, Y.; Gao, B.; Song, X.; aj.: Photovoltaic fault detection using a parameter based model. *Solar Energy*, vol. 96, oct 2013: pp. 96–102, doi:10.1016/j.solener.2013.07.004.
- [22] IEC 61215: Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules - Design Qualification and Type Approval. 2005.
- [23] Iorgulescu, M.: Study of three-phase bridge rectifier diagnosis based on output voltage and current analysis. *8th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, vol. 1, 2013: pp. 1–6.  
URL: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6563524>>
- [24] Ivanovici, T. D.; Ionel, M.: Technical Interactions between Distributed Photovoltaic Systems and Low-voltage Grids. In *WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS*, 2015, pp. 123–134, cit 13.6.2015.  
URL: <<http://www.wseas.org/multimedia/journals/power/2015/a285716-274.pdf>>
- [25] Janiga, P.; Liska, M.; Belan, A.; aj.: Power Quality Measurement of Small Solar Off-Grid System. In *WSEAS Trans. Environ. Dev. 2015*, 2015, pp. 49–56.
- [26] JRC's Institute for Energy and Transport: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [cit. 2014-03-20]. 2012.  
URL: <<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>>
- [27] Kaspírek, M.; Mezera, D.: VQ impact of the renewable distributed energy sources. In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, June 2013, pp. 1–4, doi:10.1049/cp.2013.0537.
- [28] Lates, M.; Alexandru, C.: Autonomous Hybrid Renewable Energy System. In *Advances in Maritime and Naval Science and Engineering*, Romani: WSEAS Press, 2010, ISBN 978-960-474-222-6, pp. 154–159.
- [29] Laughton, C.: *Solar domestic water heating*. Washington, DC: Earthscan, 2010, 245 pp.
- [30] Mastný, P.: The Specifics of the Operation of Photovoltaic Systems in the Czech Republic. In *Recent Advances in Energy, Environment and Economic Development*, Paris, France: WSEAS Press, 2012.

- [31] Mastný, P.: Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Brenec. Technická zpráva, Brno University of Technology, Brno, Czech Republic, 2014.
- [32] Mastný, P.: Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Se-manin. Technická zpráva, Brno University of Technology, Brno, Czech Republic, 2014.
- [33] Mastný, P.; Drápela, J.; Bernáth, F.; aj.: Renewable Energy Sources - Hybrid Sys-tems. In *Recent Researches in Electric Power and Energy Systems*, Chania, Crete Island, Greece: WSEAS Press, 2013.
- [34] Mastný, P.; Drápela, J.; Šlezinger, J.; aj.: Operational Characteristics of Photovoltaic Systems - Virtual Laboratory. In *Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, Brno University of Techno-logy, 2014, pp. 357–361, ISBN 978-1-4799-3806-3.
- [35] Mastný, P.; Macháček, J.: System for Measuring and Collecting Data - Result of Me-asuring on Combined System. In *10th WSEAS International Conference on Mathe-matical Methods and Computational Techniques in Electrical Engineering*, WSEAS Press, 2008, pp. 192–197.
- [36] Mastný, P.; Mastná, Z.: Software Support for the Design of Energy Systems in Low Energy Buildings - Operating characteristics of Energy Systems. In *Proceedings of the 12th International Scientific Conference Electric Power Engineering*, TU Ost-rava, 2011.
- [37] Mastný, P.; Mastná, Z.: Utilization of Alternative Energy Sources in Low- energy Buildings. In *Recent Research in Environment, Energy Systems and Sustainability*, University of Algarve, Faro, Portugal: WSEAS Press, 2012, pp. 170–176.
- [38] Mastný, P.; Mastná, Z.: Energy Systems for Modern Buildings. In *Recent Advances in Environmental Science. Energy, Environmental and Structural Engineering Se-ries*, Lemesos, Cyprus: WSEAS Press, 2013, pp. 53–58, ISBN 978-1-61804-167-8.
- [39] Mastný, P.; Matoušek, A.; Macháček, J.: Renewable Energy Sources in Combined Systems—On-line System for Measuring and Collecting Data. *WSEAS Transactions on Environment and Development*, vol. 1, issue 3, 2007: pp. 6–11.
- [40] Mastný, P.; Morávek, J.: Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Brno-Kralovopolska. Technická zpráva, Brno University of Techno-logy, Brno, Czech Republic, 2015.

- [41] Mastný, P.; Morávek, J.; Pitron, J.: Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Ralsko. Technická zpráva, Brno University of Technology, Brno, Czech Republic, 2014.
- [42] Mastný, P.; Morávek, J.; Vrána, M.: Results from Operational Measurement of Photovoltaic Power Plant Stanetice. Technická zpráva, Brno University of Technology, Brno, Czech Republic, 2015.
- [43] Mastný, P.; Morávek, J.; Vrána, M.; aj.: Current Status of the Potential Induced Degradation in Czech Republic. In *Advances in Environmental and Geological Science and Engineering. Energy, Environmental and Structural Engineering Series*, editace Badea2014, Salerno, Italy: WSEAS Press, 2015, pp. 78–83.
- [44] Mastný, P.; Radil, L.; Mastná, Z.: Possibilities of PV Panels Defects Identification and Determination of its Effect on the Economy of Photovoltaic Power Plants Operation. In *Mathematical Models and Methods in Modern Science*, WSEAS Press, 2011, pp. 233–238.
- [45] Mastny, P.; Moravek, J.; Vrana, M.: Concept of fast charging stations with integrated accumulators - Assessment of the impact for operation. In *2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, May 2016, pp. 1–6, doi:10.1109/EPE.2016.7521788.
- [46] Mehalic, B.: Home Power: Flat-Plate & Evacuated-Tube Solar Thermal Collectors. 2009, <http://www.homepower.com/articles/solar-water-heating/equipment-products/flat-plate-evacuated-tube-solar-thermal-collectors>.
- [47] Milea, L.; Otlu, O.; Teodorescu, C.; aj.: Photovoltaic Energetic System Design and Implementation. In *12th WSEAS International Conference on Systems*, Greece, 2008, pp. 372–375.
- [48] Moazzem, I.; Rahman, S.; Matin, M. A.: Microcontroller Based Closed-loop Automatic Speed Control of DC Motor Using PWM. In *Proceedings of the 5th WSEAS International Conference on Circuits, Systems, Signal and Telecommunications, CISST '11*, Stevens Point, Wisconsin, USA: World Scientific and Engineering Academy and Society (WSEAS), 2011, ISBN 978-960-474-271-4, pp. 18–21.  
URL: <<http://dl.acm.org/citation.cfm?id=1959705.1959707>>
- [49] Mocanu, C.; Uzuneanu, K.; Freitas, J. C.; aj.: Modeling a Solar Energy System for Required Heat and Electricity of a House. In *Proceedings of the 14th International Conference on Automatic Control, Modelling & Simulation, and Proceedings of the 11th International Conference on Microelectronics, Nanoelectronics,*

- Optoelectronics*, ACMIN'12, Stevens Point, Wisconsin, USA: World Scientific and Engineering Academy and Society (WSEAS), 2012, ISBN 978-1-61804-080-0, pp. 153–158.  
URL: <<http://dl.acm.org/citation.cfm?id=2230549.2230578>>
- [50] Morávek, J.: *Návrh elektrického ovládní malé vodní elektrárny*. Diplomová práce. Vedoucí práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D, Vysoké učení technické v Brně, 2012.
- [51] Morávek, J.: Experimental Hybrid Energy System. In *STUDENT EEICT 2014*, Brno: Brno University of Technology, 2014, ISBN 978-80-214-4922-0, pp. 93–97.
- [52] Morávek, J.; Mastný, P.: Hybrid Renewable Energy System - Configuration and Control. In *Recent Researches in Electric Power and Energy System*, vol. 22, Chania, Crete Island, Greece: WSEAS Press, 2013, ISBN 978-960-474-328-5, pp. 87–92.  
URL: <<http://www.wseas.us/e-library/conferences/2013/Chania/POW/POW-12.pdf>>
- [53] Morávek, J.; Mastný, P.: Experimental Hybrid Energy System - Actual Progress. In *Numerical Modelling and Simulation*, Tatranske Matliare, Slovakia: Slovak University of Technology in Bratislava, 2014, pp. 23–26.
- [54] Morávek, J.; Mastný, P.: Hybrid Energy System - Optimization and New Concept. *Informatyka, Automatyka, Pomiar w Gospodarce i Ochronie Srodowiska*, vol. 1, issue 3, 2014: pp. 77–80, ISSN 2083-0157.
- [55] Morávek, J.; Mastný, P.: Model of PMSG Wind Turbine in Hybrid Energy System. In *Proceedings of 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering*, Brno, Czech Republic: Brno University of Technology, 2014, pp. 349–352.
- [56] Nema, P.; Nema, R.; Rangnekar, S.: A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, issue 8, 2009: pp. 2096–2103.  
URL: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032108001755>>
- [57] Nová zelená úsporám (2014-2020): Program Ministerstva životního prostředí.  
URL: <<http://www.novazelenausporam.cz/>>
- [58] Operation of power PVPP Diagnosis: Accessed od 12. July 2015.  
URL: <<http://www.solartec.eu/en/large-instalations/operation-of-power-pvpp/diagnosis>>



- [59] Orioli, A.; Gangi, A. D.: A procedure to calculate the five-parameter model of crystalline silicon photovoltaic modules on the basis of the tabular performance data. *Applied Energy*, vol. 102, 2013: pp. 1160 – 1177, ISSN 0306-2619, doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.06.036>, special Issue on Advances in sustainable biofuel production and use - {XIX} International Symposium on Alcohol Fuels - {ISAF}.  
URL: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912004813>>
- [60] Oshaba, A. S.; Ali, E. S.; Elazim, S. M. A.: Artificial Bee Colony Algorithm Based Maximum Power Point Tracking in Photovoltaic System. In *WSEAS Trans. Power Syst. 2015*, 2015, pp. 123–134.
- [61] Paiva, J.; Carvalho, A.: Controllable hybrid power system based on renewable energy sources for modern electrical grids. *Renewable Energy*, vol. 53, 2012: pp. 271–279.  
URL: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148112007409>>
- [62] Peeters, E.; Bael, J. V.: A Real Life Analysis of Small Scale Photovoltaic Installations. In *Proceedings of the 2nd IASME / WSEAS International Conference on Energy & Environment (EE'07)*, Portoroz, Slovenia, 2007, pp. 158–162.
- [63] Piegari, L.; Rizzo, R.; Spina, I.; aj.: Optimized Adaptive Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Control for Photovoltaic Generation. *Energies*, vol. 8, issue 5, 2015: pp. 3418–3436, ISSN 1996-1073, doi:10.3390/en8053418.  
URL: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/8/5/3418>>
- [64] Popescu, M.; Grigoriu, M.; Dinu, D.: Wind Turbine Testing Control System. In *Proceedings of the International Conference on Energy and Environment Technologies and Equipment*, WSEAS Presss, 2010, ISBN 978-960-474-181-6, pp. 168–171.
- [65] Popov, P.: *Design of Flowrate Control of Solar System*. Master's thesis, Brno University of Technology, Brno, 2008.
- [66] Ptáček, J.; Modlitba, P.; Špaček, T.: Possibilities of electricity production from RES within conditions of CR regarding liabilities towards EU. In *Conference CK CIRED 2010*, Czech Republic, 2010, pp. 1–9.
- [67] Quamruzzaman, M.; Rahman, K. M.: Modified Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Technique for Single-Stage Grid-Connected Photovoltaic Inverter. In *WSEAS Trans. Power Syst. 2014*, 2014, pp. 111–118.

- [68] Razak, J.; Sopian, K.; Ali, M.; aj.: Optimization of Renewable Energy Hybrid System. In *Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Power Systems*, Spain: WSEAS Press, 2008, ISBN 978-960-474-006-2, pp. 271–276.
- [69] Richardson, D. B.: Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, 2013: pp. 247 – 254, ISSN 1364-0321, doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.042>.  
URL: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006557>>
- [70] Rossi, C.; Rosa, M. D.; Bianco, V.; aj.: Comparison between Different Photovoltaic Solar-Assisted Heat Pumps (PVT-SAHP) Configurations with Retrofitted Photovoltaic Panels. In *WSEAS Trans. Environ. Dev. 2014*, 2014, pp. 329–340.
- [71] Saly, V.; Vary, M.; Packa, J.; aj.: Electrical Characterization of PV Modules after Three Years of Operation. In *Proceedings of the 16th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2015*, V?B Ostrava, 2015, pp. 484–487.
- [72] Sera, D.; Teodorescu, R.; Rodriguez, P.: PV panel model based on datasheet values. In *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on*, IEEE, 2007, pp. 2392–2396.
- [73] Siddique, H. A. B.; Xu, P.; Doncker, R. W. D.: Parameter extraction algorithm for one-diode model of PV panels based on datasheet values. In *2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, June 2013, pp. 7–13, doi:10.1109/ICCEP.2013.6586957.
- [74] ČSN EN 60891: Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics. 2009.
- [75] ČSN EN 60904: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics. 2006.
- [76] ČSN EN 61557: Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. - Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures. 2009.
- [77] ČSN EN 62446: Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection. 2010.
- [78] Sopian, K.; Fudholi, A.; Ruslan, M.; aj.: Optimization of a Stand-Alone Wind/PV Hybrid System to Provide Electricity for a Household in Malaysia. In *Recent Advances in Energy&Environment, Proceedings of the 4th IASME/WSEAS International Conference on Energy&Environment*, United Kingdom: WSEAS Press, 2009, ISBN 978-960-474-055-0, pp. 435–438.

- [79] Spagnolo, G. S.; Vecchio, P. D.; Makary, G.; aj.: A review of IR thermography applied to PV systems. In *2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), may 2012, pp. 879–884, doi:10.1109/eeeic.2012.6221500.
- [80] Takashima, T.; Yamaguchi, J.; Otani, K.; aj.: Experimental studies of fault location in PV module strings. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 93, issue 6-7, jun 2009: pp. 1079–1082, doi:10.1016/j.solmat.2008.11.060.
- [81] TamizhMani, G.; Ji, L.; Tang, Y.; aj.: Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating. In *NCPV and solar program review meeting*, 2003, pp. 1–4.
- [82] The MathWorks, Inc.: Documentation website.  
URL: <<https://www.mathworks.com/help/index.html>>
- [83] Vijayalakshmi, S.; Saikumar, S.; Saravanan, S.; aj.: Modelling and control of a Wind Turbine using Permanent Magnet Synchronous Generator. *International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST)*, vol. 3, issue 3, 2011: pp. 2377–2384.  
URL: <<http://www.ijest.info/docs/IJEST11-03-03-077.pdf>>
- [84] Wu, Y.-E.; Shen, C.-L.; Liu, C.-Y.: Implementation of solar illumination system with three-stage charging and dimming control function. In *2011 International Conference on Electric Information and Control Engineering*, April 2011, pp. 2260–2263, doi:10.1109/ICEICE.2011.5776825.
- [85] Yunus, K.; Parra, H. Z. D. L.; Reza, M.: Distribution grid impact of Plug-In Electric Vehicles charging at fast charging stations using stochastic charging model. In *Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications*, Aug 2011, pp. 1–11.



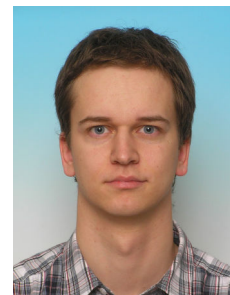
## CURRICULUM VITAE

Ing. Jan Morávek

Tel: +420 541 146 231

Email: moravek@feec.vutbr.cz

Narozen: 4.2.1988 v Šumperku



### Vzdělání

- 2016 – dosud Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií VUT v Brně, Obor silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika, doktorské kombinované studium.
- 2012 – 2016 Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií VUT v Brně, Obor silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika, doktorské prezenční studium.
- 2010 – 2012 Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií VUT v Brně, Obor elektroenergetika, magisterské prezenční studium.
- 2007 – 2010 Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií VUT v Brně, Obor silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika, bakalářské prezenční studium.

### Pracovní zkušenosti v oboru

- 2017 – dosud Lektor předmětu Výroba a distribuce elektrické energie (veden v AJ).
- 2016 – dosud Lektor kurzu Elektromontér fotovoltaických systémů (organizován CAFT).
- 2012 – dosud Lektor laboratorní výuky a počítačových cvičení v předmětech Výroba elektrické energie a Malé zdroje elektrické energie.
- Technický pracovník ÚEEN FEKT VUT v Brně.
- Terénní měření FVE zaměřené na provozní výkonnost, kontrolu izolačních stavů a diagnostiku defektů (více než 20 instalací v rozsahu 1 kWp - 50 MWp).
- 2013 – 2014 Technický pracovník v Centru výzkumu a využití obnovitelných zdrojů energie.

## Řešené projekty spolupráce s průmyslem

- 2017 – dosud Spoluřešitel projektu TA ČR TH02020435 Bezuhlíkový hybridní energetický systém s akumulací pracující jako aktivní prvek elektrizační soustavy.
- 2014 – 2017 Spoluřešitel projektu TA ČR TA04021196 Plánování a optimalizace výroby energetických zdrojů.
- 2014 – 2016 Spoluřešitel projektu specifického výzkumu FEKT-S-14-2520 Nové technologie pro udržitelnou elektroenergetiku.
- 2014 – 2015 Spoluřešitel projektu spolupráce s průmyslem na téma Výzkum a vývoj matematického modelu tepelného čerpadla a solárního kolektoru.

## Publikační činnost

Autor nebo spoluautor 16 článků na tuzemských a zahraničních odborných konferencích, 4 článků v recenzovaných zahraničních časopisech (z toho dva články v impaktovaném časopise *Energies*, celkem 6 doložitelných citací) a dvou výukových skript.

## Jazykové znalosti

- anglický jazyk – pokročilé znalosti slovem i písmem (aktivní účast na zahraničních konferencích, publikace odborných článků, překladatelská činnost při podávání grantových přihlášek)
- německý jazyk – základní znalosti slovem i písmem

## Ostatní dovednosti

- Řidičský průkaz sk. B
- Elektrotechnická kvalifikace podle §6,7 (bez omezení napětí pro objekty tř. A) a §9 (v rozsahu E4A) vyhlášky 50/1978 Sb.
- Absolvent kurzu základů vědecké práce na Akademii Věd ČR
- Absolvent kurzu první pomoci
- Osvědčení Elektromontér fotovoltaických systémů
- Pokročilé znalosti programů Matlab, Matlab/Simulink, Visilogic, LaTeX