Štúdia výnosovosti fotovoltického zariadenia

Fotovoltické zariadenie 10,00 kWp
Budovateľská 1247/7
obec Dunajská Streda 1

Inštalovaný výkon: 10 800 Wp (DC)
Referenčné číslo: 190211-01/2019
Dňa: 11.02.2019

Objednávateľ:
McCarter a.s
Bajkalská 25
821 01 Bratislava

Investor:
McCarter a.s
Bajkalská 25
821 01 Bratislava

Vypracoval:
Ing. Ján Otčenáš
GEEA, s.r.o, Mlynské nivy 56, 821 05 Bratislava
11.02.2019

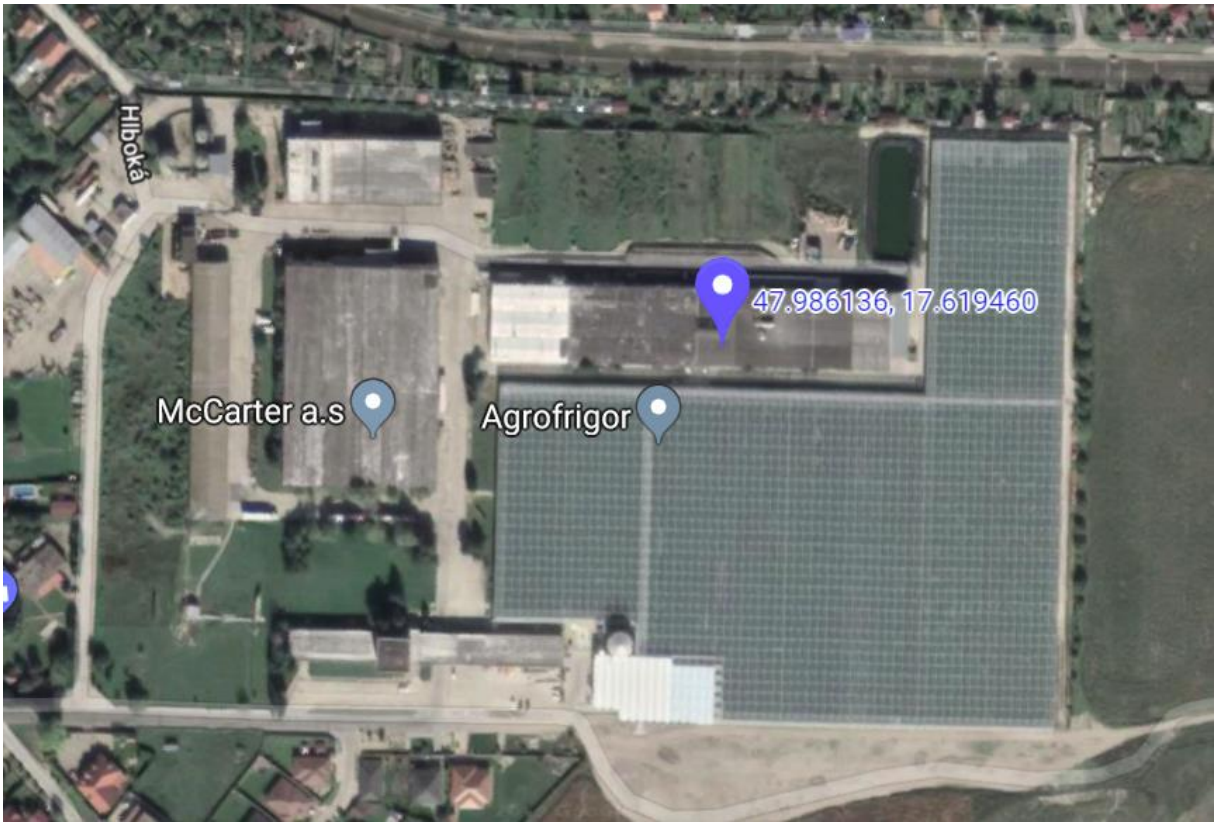
Záznam o revízii dokumentu

Revision	Date	Edited	Approved	Description

Obsah

Lokalita a technické údaje 4
Výsledok a neurčitosť simulácie FV 4
Štúdia výnosovosti fotovoltickej elektrárne 9
Produkcia elektrickej energie FV zariadenia za 25 rokov 14
Záver 16
Referencie 17
Právne informácie 18

Lokalita a technické údaje



- Typ FV modulu: Hanwha Q.CELL Q.PEAK-G4.1 300Wp, monokryštalický, 60 bunkový
- Počet FV modulov: 36 ks
- Nominálny výkon (DC): 10,8 kWp
- Striedač: Goodwe GW10KN-DT, 10kW, trojfázový
- Nominálny výkon striedačov: 10 kW
- Počet striedačov: 1 ks
- FV konštrukcie: orientácia FV modulov „na výšku“, 1 rad
- Minimálna vzdialenosť medzi radmi: 1,72 m
- Azimut: 180° (juh)
- Uhol: 10°

Výsledok a neurčitosť simulácie FV

Výroba fotovoltaickej (PV) energie bola vypočítaná pomocou numerických modelov realizovaných spoločnosťou Solargis. Simulácie energetického systému a jeho komponentov sa vykonávajú pomocou fotovoltaického modelu Solargis a je založený na použití celých 15-minútových časových radov údajov o slnečnom žiarení a teploty vzduchu, ktoré predstavujú obdobie 23 rokov (1994 až 2016) , Všeobecne platí, že vo FV simulácii môžu byť energetické straty rozdelené do dvoch skupín:

- Statické: znečistenie povrchu modulov, straty káblov a nesúlad medzi FV modulmi,
- Dynamické: tieto straty závisia od podmienok ožiarenia / teploty, ktoré sa menia v priebehu dňa a počas ročných období.

Viac informácií o procese simulácie Solargis vrátane publikácií pozadia nájdete na http://solargis.com/assets/doc//Solargis-pvPlanner-user-manual.pdf.

Krok 1: Globálna irradiácia na naklonenom povrchu FV modulov

Globálne žiarenie dopadajúce na naklonenú rovinu fotovoltaických modulov GINCLINED (GTI) sa vypočíta z globálnej horizontálnej ostrosti (Gh), priamej normálnej ožiarení (DNI), terénu albeda a okamžitej polohy slnka v rámci 15-minútového časového intervalu (SPOS):

GINCLINED = fDIFF (Gh, DNI, Albedo, SPOS)

Používa sa model Perez [17]. Celkové ožiarenie prijímané FV modulmi namontované na pevných sklápacích konštrukciách sa odhaduje na 1495 kWh / m2 (kapitola 4.3). Na základe odborného hodnotenia a validácie údajov je neistota tohto odhadu ± 5,5%.

Krok 2: Straty spôsobené terénnym zatienením

Zatienenie podľa terénnych charakteristík sa vypočíta pomocou rozdelenia pomocou DEM SRTM-3 a výšky horizontu. Zaostrenie miestnych prvkov, ako sú okolité budovy, stavby alebo vegetácia, nie je relevantné:

GINCLINED-SHAD = fSHAD (GINCLINED, SPOS, Horizont)

Použije sa metóda od Ruiz-Arias a kol. [19]. Pri systémoch s otvoreným priestorom je neistota tohto odhadu veľmi nízka vďaka vysokému rozlíšeniu DEM (~ 80 m). Pre mestské oblasti, kde budovy majú hlavne vplyv na tieň, je potrebné vykonať dodatočnú analýzu, aby sa zvážil podrobný model povrchu.

Pre analyzované miesto je veľmi nízky obvodový terénny obzor s marginálnym účinkom na dostupnosť slnečného žiarenia, kde sú straty okolo 0,1%. Neistota tohto odhadu je približne ± 0,1%.

Krok 3: Straty v dôsledku uhlovej odrazivosti

Výsledné ožarovanie je vystavené stratám z uhlovej odrazivosti (uhla dopadov) na povrchu FV modulov a veľkosť účinkov závisí od relatívnej polohy slnka a roviny modulu:

GANGULAR = fANGULÁRNE (GINCLINED-SHAD, SPOS)

Používa sa model Martin a Ruiz [20]. Presnosť výpočtov uhlovej straty odrazov závisí od čistoty a špecifických vlastností povrchu modulu (antireflexný povlak, textúra atď.). V tejto štúdii sa predpokladá typické „low iron float glass“ a priemerný účinok nečistôt a prachu. Modelované straty slnečného žiarenia spôsobené odrazom povrchu modulu sú 3,0%. Neistota tohto kroku je približne ± 0,5%.

Krok 4: Strata spôsobená mrazom a snehom

Vzhľadom na klimatické podmienky na analyzovanom mieste sa odhadujú len malé straty spôsobené mrazom a snehom na úrovni 0,5% s neurčitosťou ± 0,2%.

Krok 5: Straty spôsobené nečistotami a znečistením

Straty slnečného žiarenia na úrovni povrchu FV modulov závisí hlavne od faktorov prostredia a čistenia povrchu FV modulov počas životnosti elektrárne. Dlhodobé účinky nie sú uspokojivo známe. Podľa informácií zákazníka sa očakáva, že bude mať prísne prevádzkové a údržbové postupy, takže sa očakáva menej znečistenia. Preto sa v tejto štúdii uvažuje o odhadovaných stratách spôsobených znečistením povrchu a znečistenia na úrovni 3,0%. Treba poznamenať, že tento odhad si vyžaduje systematické čistenie solárnych panelov, pretože straty spôsobené nečistotou a znečistením modulov sa môžu zvýšiť o 3,0% až 4,0% alebo viac. Neistota tohto odhadu bola nastavená na ± 2,0%

Krok 6: Straty spôsobené výkonom FV modulov mimo podmienok STC

Globálne ožarovanie (GANGULAR), ktoré dosahujú moduly daného typu (MTYPE) spolu s teplotou vzduchu (TAIR) sú vstupnými parametrami pre výkonový model FV:

PVDC = fPV (GANGULAR, TAIR, MTYPE)

Účinnosť konverzie je nelineárna a závisí od rozloženia hodnôt ožiarenia a teploty. Relatívna zmena vyrobenej energie z tejto fázy konverzie závisí od modulovej technológie a typu montáže. Zvyčajne sú straty v tomto kroku vyššie pre moduly kryštalického kremíka ako tenké filmy vďaka vyšším koeficientom zápornej tepelnej energie kryštalického kremíka a lepšiemu správaniu tenkých vrstiev pri nízkych úrovniach svetla (rôzna spektrálna citlivosť). Prístup Kinga a kol. Sa používa pri modelovaní tohto fyzikálneho procesu [22], ďalej rozpracovaný Huldom a kol. [23, 24] a tiež publikovaný v [25, 26]. Straty v tomto štádiu konverzie energie pre polykryštalické moduly s pevným sklonom na zemi sú 7,6%. Neistota tohto odhadu je zvyčajne ± 3,0% (s ohľadom na neistotu odhadovania teploty).

Krok 7: Straty v dôsledku vzdialenosti radov (blízke vzdialenosti)

Moduly kryštalického kremíka sú citlivé na čiastočné tienenie a straty závisia od topológie modulových prepojení. V tejto štúdii sa predpokladá relatívna vzdialenosť 1,72. Takéto rozostupy vedú k priemerným stratám stínania približne na vzdialenosť približne 0,7% pre moduly s pevným sklonom, s neistotou ± 0,5%.

Krok 8: Tolerancia výkonu modulov

Z tolerancie výkonu modulu dôjde k väčším alebo menším stratám nesúladu modulov pripojených v reťazcoch. Ak sú moduly s vyššou toleranciou napájania zapojené do série, straty sú vyššie. Tolerancia výkonu modulov zvyšuje neistotu odhadu výkonu. Vybrané moduly v tomto projekte majú len pozitívnu toleranciu výkonu od 0 do +5 W, takže v tejto štúdii bola neistota nastavená na ± 0,5%.

Predpokladá sa, že po počiatočnej degradácii modulov bude ich výkon klesať na menovité hodnoty výkonového štítku.

Krok 9: Straty nesúladu parametrov prevádzkových bodov a DC káblov

Nesúlad kvôli rôznym prevádzkovým bodom MPP modulov pripojených do meniča a tepelné straty v prepojeniach a kábloch závisia od konštrukcie a komponentov fotovoltaickej elektrárne. Ak sa uvažuje o klasifikácii modulov podľa merania menovitej účinnosti konverzie vykonanej výrobcom, zoskupenie modulov z tej istej triedy je efektívnym opatrením na minimalizáciu strát nesúladu modulov pripojených v rámci jedného reťazca [27]. V tejto správe sa predpokladá triedenie modulov, čím sa odhaduje, že straty v prípade nezhôd sú 0,3%.

Medzi straty v DC kábloch patria ohmické straty káblov medzi modulmi, reťazce, stringboxy DC, môže dôjsť k vzniku straty na konektoroch a iných kontaktoch (napríklad poistkách atď.), Ako aj na zariadeniach, ktoré sú v ceste jednosmerného prúdu, FV modulov. Pri zohľadnení všetkých strát káblov DC sa odhadujú na 1,14%.

Celkové straty (zhrnutie strát nesúladu a striedavých káblov) zo všetkých týchto účinkov sa odhadujú na 1,44% s neistotou ± 0,5%.

Krok 10: Straty invertora z konverzie DC na striedavý prúd

Napriek tomu, že výkonová účinnosť invertora je vysoká, každý typ meniča má vlastnú funkciu efektívnosti (závislosť účinnosti meniča na záťaži meniča a vstupnom napätí meniča).

PVAC = FINVERTER (PVDC, DCLOSS)

Straty spôsobené výkonom meničov možno odhadnúť pomocou krivky výkonu meniča s 15 minútovými pármi údajov DC alebo použitím menej presnej predbežne vypočítanej hodnoty danej výrobcom a predstavujúceho váženú priemernú účinnosť. Pri tejto simulácii sa používa euro-účinnosť meničov poskytnutých výrobcom (98,5%).

Priemerné straty v tomto štádiu sa považujú za úroveň 1,3% s neurčitosťou odhadu ± 1,0%.

Krok 11: Strata striedavého prúdu a vlastná spotreba

Výstup meniča je pripojený k sieti. Dodatočné straty striedavého prúdu znižujú konečný výstup systému kombináciou káblov (ACLOSS), strát transformátorov (TRLOSSES) a strát na vlastnú spotrebu (SCLOSSES):

PVOUT = fAC (ACLOSS, TRLOSSES, SCLOSSES)

Straty striedavých káblov zahŕňajú straty na striedavých kábloch na strane s nízkym napätím, straty na striedavých kábloch na strednej (vysokej) strane napätia (až do pripojovacieho bodu siete s elektromerom) a tiež na všetky zariadenia, ktoré sú v ceste striedavého prúdu vyrobené invertormi (okrem strát transformátorov, pozri nasledujúci odsek). Vzhľadom na dodatočné malé straty v prepojení striedavých obvodov sa toto číslo odhadlo na 0,18% kvôli optimalizácii prierezu káblov, aby sa dosiahli minimálne možné straty.

Straty transformátora sú spôsobené vnútornými vlastnosťami transformátorov (straty vinutia, v jadre atď.) A zvyčajne sú uverejnené v technickom liste výrobcu. V tejto správe sa neuvažuje stratách na transformátore, hodnota 0 %.

Straty zo strany vlastnej spotreby sú spôsobené rôznymi podpornými zariadeniami inštalovanými vo fotovoltaických elektrárňach. Zvyčajne ide o systémy na ochranu, monitorovanie, vykurovanie alebo chladenie (v závislosti od klimatickej zóny inštalácie), osvetlenie, sledovanie modulov alebo iné zariadenia spotrebúvajúce energiu. Neboli poskytnuté informácie o celkovej vlastnej spotrebe (vonkajšie osvetlenie a zabezpečovací systém, napájanie zariadení pre údržbárov atď.) A vo výpočtoch sa nezohľadňuje.

Celkové straty striedavého prúdu (súhrn strát striedavých káblov a strát transformátora, s výnimkou vlastnej spotreby) sa odhadujú na 0,98% s neurčitosťou ± 0,5%.

Krok 12: Technická dostupnosť

Tento empirický parameter kvantifikuje straty elektrickej energie spôsobené odstavením fotovoltaickej elektrárne v dôsledku údržby, porúch alebo odstavenia miestnej rozvodne. V tejto analýze teoretickej produkcie sa uvažuje aj o znížení technickej dostupnosti, tzn. Za predpokladu 99,0% technickej dostupnosti s neistotou nedostupnosti ± 0,3%.

Krok 13: Dlhodobá degradácia

Mnoho rokov prevádzky fotovoltaických elektrární je najdôležitejším testom pre všetky komponenty, ktoré počas cyklov počasia umiestňujú modul zapuzdrenia modulov, prepojenia článkov, spojovacie skrine, káble a meniče do atmosféry. V súčasnosti vyrábané moduly a systémové komponenty predstavujú vyspelú technológiu a možno predpokladať nízku degradáciu. Výrobca modulov v tejto štúdii poskytuje záruku na obmedzené napájanie po dobu 25 rokov. Hoci sa v rôznych štúdiách pozorovalo, že výkonová degradačná rýchlosť FV modulov je vyššia na začiatku expozície (počiatočná degradácia) a potom sa stabilizuje na nižšej úrovni, predpoklad lineárnej ročnej miery degradácie je dobrou aproximáciou doby návratnosti investičných nákladov.

Na základe existujúcich skúseností komerčných projektov v teréne môže byť dlhodobá degradácia výkonnosti dobre vyrobených modulov blízka hodnote 0,8% v prvom roku a 0,5% v nasledujúcich rokoch a tieto hodnoty sú použité v tejto štúdii dlhodobej degradácie. V tomto predpoklade je zahrnuté aj počiatočné zhoršenie modulov.

Simulácie boli sledované podľa odborných znalostí, výsledkov monitorovania a odporúčaní z [27].

Štúdia výnosovosti fotovoltickej elektrárne

Číslo správy: PV-2558-1902-210
Dátum: 11. február 2019 19:07 (UTC)

1. Lokalita

Názov: McCarter-DunajskaStreda, Slovensko
Zem. poloha: 47° 59' 10.61" N, 17° 37' 8.54" E
Nadmor. výška: 113 m
Sklon svahu: 0°
Azimut svahu: 77° východ
Ročné globálne žiarenie na rovinu panelu: 1356 kWh/m2
Priemerná ročná teplota vzduchu v 2 m : 10.6 °C

2. FV systém

Nominálny výkon: 10.8 kWp
Typ panelov: kryštalický kremík (c-Si)
Spôsob montáže: fixný systém, strešný
Azimut/sklon: 180° (juh) / 10°
Účinnosť striedača: 98.5%
Straty DC / AC: 5.0% / 1.5%
Disponibilita: 99.0%
Priemerná ročná výroba elektriny: **11.8 MWh**
Priemerná účinnosť elektrárne: **80.4%**

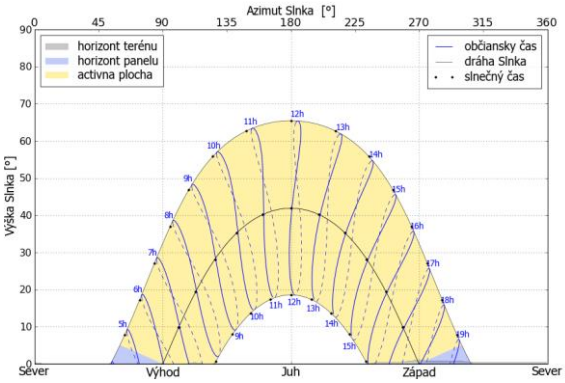
Poloha na mape:
http://solargis.info/imaps/#tl=Google:satellite&loc=47.9862807774,17.6190384239&z=18

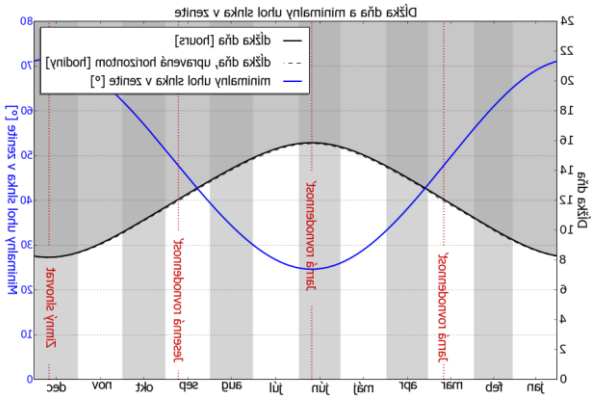
3. Zemepisná poloha



Google Maps © 2019 Google

4. Horizont reliéfu a dĺžka dňa



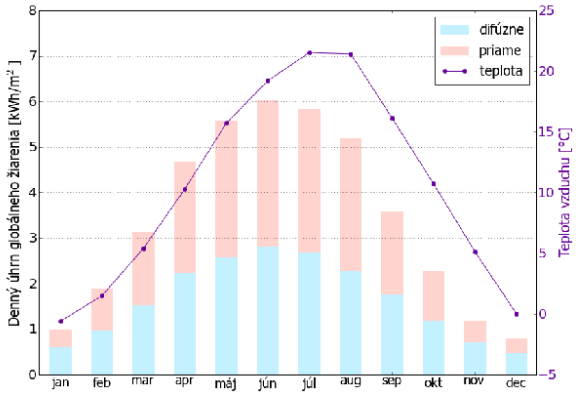


Vľavo: Dráha slnka počas roka. Horizont reliéfu (sivou farbou) a horizont panelov (modrou farbou) môžu spôsobiť zatienenie a znížiť množstvo dopadajúceho žiarenia. Čierne bodky označujú miestny slnečný čas. Modré čísla v grafe označujú stredoeurópsky hodinový čas.

Vpravo: Zmena dĺžky dňa a zenitálneho uhla slnka počas roka. Dĺžka dňa na lokalite (doba počas ktorej je slnko nad horizontom) je oproti astronomickému dňu mierne skrátená prípadným zvýšeným horizontom reliéfu.

5. Globálne horizontálne žiarenie a teplota vzduchu - referenčné klimatické hodnoty

Mesiac	Gh_m	Gh_d	Dh_d	T_{24}
jan	31	0.99	0.59	-0.6
feb	53	1.88	0.96	1.5
mar	97	3.13	1.53	5.4
apr	140	4.66	2.24	10.3
máj	173	5.57	2.56	15.7
jún	181	6.02	2.80	19.2
júl	181	5.84	2.68	21.5
aug	160	5.18	2.28	21.4
sep	108	3.58	1.75	16.1
okt	70	2.27	1.19	10.7
nov	36	1.18	0.71	5.1
dec	24	0.79	0.48	0.0
rok	**1252**	**3.43**	**1.65**	**10.6**



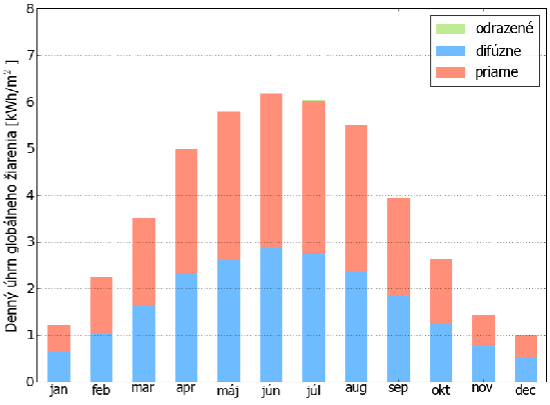
Dlhodobé mesačné priemery:

Gh_m	Mesačné sumy globálneho žiarenia [kWh/m2]
Gh_d	Denné sumy globálneho žiarenia [kWh/m2]
Dh_d	Denné sumy difúzneho žiarenia [kWh/m2]
T_{24}	Denné (24 hod.) sumy teploty vzduchu [°C]

6. Globálne žiarenie na plochu panelu

Fixný, azimut 180° (juh), sklon. 10°

Mesiac	Gi_m	Gi_d	Di_d	Ri_d	Sh_{loss}
jan	38	1.22	0.63	0.00	0.0
feb	63	2.25	1.03	0.00	0.0
mar	109	3.51	1.61	0.00	0.0
apr	150	4.99	2.32	0.00	0.0
máj	180	5.79	2.62	0.01	0.0
jún	185	6.18	2.86	0.01	0.0
júl	187	6.03	2.74	0.01	0.0
aug	170	5.49	2.36	0.00	0.0
sep	118	3.94	1.83	0.00	0.0
okt	82	2.63	1.26	0.00	0.0
nov	43	1.44	0.76	0.00	0.0
dec	31	1.00	0.52	0.00	0.0
rok	**1356**	**3.71**	**1.71**	**0.00**	**0.0**

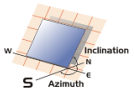


Dlhodobé mesačné priemery:

Gi_m	Mesačné sumy globálneho žiarenia [kWh/m2]	Sh_{loss}	Straty globálneho žiarenia zo zatienenia [%]
Gi_d	Denné sumy globálneho žiarenia [kWh/m2]		
Di_d	Denné sumy difúzneho žiarenia [kWh/m2]		
Ri_d	Denné sumy odrazeného žiarenia [kWh/m2]		

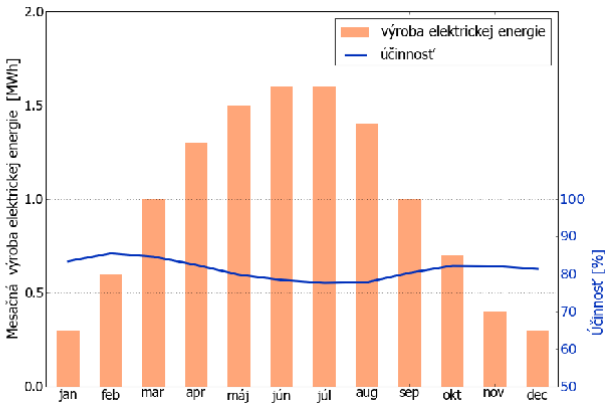
Priemerná ročná suma globálneho žiarenia pre rôzne typy povrchu panelov:

	kWh/m2	relat. k optimál. sklonu panelu
Uložený vodorovne	1252	85.2%
Optimálny uhol sklonu panelu (36°)	1470	100.0%
2-osový sledovací systém	1864	126.8%
Váš FV systém	**1356**	**92.3%**



7. Výroba FV elektriny na začiatku prevádzky

Mesiac	Es_m	Es_d	Et_m	E_{share}	PR
jan	32	1.02	0.3	2.9	83.4
feb	54	1.92	0.6	4.9	85.5
mar	92	2.97	1.0	8.5	84.6
apr	124	4.12	1.3	11.3	82.4
máj	143	4.62	1.5	13.1	79.8
jún	145	4.84	1.6	13.3	78.4
júl	145	4.67	1.6	13.3	77.6
aug	133	4.28	1.4	12.2	77.8
sep	95	3.17	1.0	8.7	80.3
okt	67	2.17	0.7	6.2	82.2
nov	36	1.18	0.4	3.3	82.1
dec	25	0.81	0.3	2.3	81.3
rok	**1090**	**2.99**	**11.8**	**100.0**	**80.4**



Dlhodobé mesačné priemery:

Es_m	Mesačné sumy špecif. výroby elektriny [kWh/kWp]	E_{share}	Mesačné percent. podiely výroby elektriny [%]
Es_d	Denné sumy špecif. výroby elektriny [kWh/kWp]	PR	Účinnosť systému [%]
Et_m	Mesačné sumy celkovej výroby elektriny [MWh]		

8. Systémové straty a účinnosť

Etapa premeny energie	Energ. výkon	Energet. strata	Energet. strata	Účinnosť systému	
	[kWh/kWp]	[kWh/kWp]	[%]	[relat. %]	[kumul. %]
1. Globálne žiarenie na plochu panelu (príkon)	1356	-	-	100.0	100.0
2. Globálne žiarenie znížené zatienením reliéfom	1356	0	-0.0	100.0	100.0
3. Globál. žiarenie znížené uhlovou odrazivosťou	1306	-50	-3.7	96.3	96.3
4. Premena na jednosmerný prúd	1195	-111	-8.5	91.5	88.1
5. Iné straty v jednosmernom okruhu	1135	-60	-5.0	95.0	83.7
6. Striedače (prevod na striedavý prúd)	1118	-17	-1.5	98.5	82.4
7. Transformátor a straty v kabeláži	1101	-17	-1.5	98.5	81.2
8. Znížená disponibilita	1090	-11	-1.0	99.0	80.4
Celkový výkon systému	**1090**	**-266**	**-19.6**	**-**	**80.4**

Etapy premeny energie a straty:

1. Vstupná hodnota výroby odhadovaná v štandardných testovacích podmienkach (STC).
2. Zníženie globálneho žiarenia na plochu panelu dôsledkom zatienenia horizontom reliéfu a FV panelmi.

3. Časť globálneho žiarenia odrazená od povrchu FV panelov (typicky sklo).
4. Straty na FV paneloch dôsledkom premeny žiarenia na jednosmerný el. prúd.; odchýlka účinnosti panelov od STC.
5. Straty v jednosmernom okruhu. Integrujú nezhodu medzi FV panelmi, tepelné straty v prepojeniach a kábloch, straty zo znečistenia, snehu, námrazy a zatienenia panelmi.
6. Priemerné straty na striedačoch, vychádza sa z hodnoty Euro účinnosti.
7. Straty v okruhu striedavého prúdu a na transformátore (ak sú uvažované) závisia od konštrukcie FV systému.
8. Disponibilita zohľadňuje straty z prerušenia prevádzky dôsledkom údržby alebo poruchy.

Straty v etape 2 až 4 sú numericky modelované v aplikácii pvPlanner. Straty v etape 5 až 8 sú odhadnuté používateľom. Simulácia zahŕňa neurčitosti, ktoré sa v tejto správe neuvažujú. Informácie o možných rizikách vyplývajúcich z neurčitosti simulácie sú dostupné na *http://solargis.com/products/pvplanner/*.

9. Solargis v21a - popis databázy

Solargis je klimatická databáza s vysokým rozlíšením, prevádzkovaná spoločnosťou Solargis s.r.o.. Primárne dátové vrstvy zahŕňajú slnečné žiarenie, teplotu vzduchu a reliéf (nadmor. výšky, horizont). Teplota vzduchu v 2 m: odvodená z CFSR dát (© NOAA NCEP); roky: 1994 - 2011; prepočítané na 15-minútové hodnoty. Zvýšená priestorová rozlišovacia úroveň dát (1 km) korešponduje s variabilitou reliéfu.
Slnečné žiarenie: odvodené zo satelitných a atmosférických dát:
- Meteosat PRIME satelit(© EUMETSAT, Nemecko) 1994 - 2015, 15 minútové alebo 30 minútové hodnoty pre Európu, Afriku a Stredný východ,
- Meteosat IODC satelit (© EUMETSAT, Nemecko) 1999 - 2015, 30 minútové hodnoty pre Áziu,
- GOES EAST satelit (© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minútové hodnoty pre obe Ameriky,
- GOES WEST satelit (© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minútové hodnoty pre Ameriku a Tichomorie,
- MTSAT satelit (© JMA, Japonsko) 2007 - 2015, 30-minútové hodnoty pre Tichomorie,
- MACC-II/CAMS (© ECMWF, UK) 2003 - 2015, atmosférické dáta,
- GFS (© NOAA, USA), 1994 - 2015, atmosférické dáta,
- MERRA-2 (© NASA, USA), 1994 - 2002, atmosférické dáta.

Tento odhad zohľadňuje 365 dní v roku. Prípadná odchýlka vo výpočtoch môže byť výsledkom matematického zaokrúhľovania a nemožno to považovať za chybu v algoritme. Viac informácií o použitých údajoch, algoritmoch a neurčitosti je možné nájsť na:
http://solargis.com/products/pvplanner/.

10. Poskytovateľ služby

Solargis s.r.o. , Milana Marečka 3, 84108 Bratislava, Slovenská republika; IČO: 45 354 766, IČ DPH: SK2022962766; Registrovaná v: Obchodnom registri Okresného súdu Bratislava I, oddiel s.r.o. vložka 62765/B.

11. Spôsob použitia

Táto správa ukazuje odhad výnosnosti FV systému v začiatočnej fáze prevádzky. Odhady sú dostatočne presné pre malé a stredne veľké FV systémy. Na plánovanie a financovanie väčších projektov sú potrebné podrobnejšie informácie:
1. Štatistické rozdelenie a neurčitosť hodnôt slnečného žiarenia
2. Podrobná špecifikácia FV systému
3. Medziročná variabilita a neurčitosť P90 výroby z FV systému
4. Výroba energie počas doby životnosti, zohľadňujúc znižovanie výkonu komponentov FV systému.

Viac informácií o kompletnej štúdii energetickej výnosnosti FV systému nájdete na: http://solargis.com/products/pv-yield-assessment-study/.

12. Právna informácia

Vzhľadom na kolísavý charakter počasia, jeho medziročné a dlhodobé zmeny, rovnako ako mieru nepresnosti v meraniach a použitých metódach, Solargis s.r.o. nemôže poskytnúť záruky za presnosť výpočtov. Bolo vykonané maximum pre presné zhodnotenie klimatických podmienok, a to na základe najlepších dostupných údajov, softvéru a poznatkov. Solargis s.r.o. nepreberá zodpovednosť za žiadne priame, nepriame alebo vyvolané škody vzniknuté alebo údajne spojené s použitím tejto správy.

Autorské práva k správe PV-2558-1902-210 patria © 2019 Solargis s.r.o., všetky práva vyhradené. Solargis® je ochranná známka patriaca Solargis s.r.o.

13. Kontakt

Túto správu vypracoval GEEA, s.r.o., Mlynske Nivy 56, 82105, Bratislava, Slovakia, http://www.geea.sk.

Správa PV-2558-1902-210 je elektronicky podpísaná firmou Solargis s.r.o.

Produkcia elektrickej energie FV zariadenia za 25 rokov

Tu sa sumarizuje integrovaný účinok všetkých neistôt a výkonnostných charakteristík fotovoltaickej elektrárne, čím sa identifikuje scenár P90 (t. J. Pravdepodobnosť prekročenia) výroby energie, t.j. nízka produkcia fotovoltaickej energie, ktorá sa štatisticky predpokladá, že sa vyskytne raz za desať rokov. Pri prvom roku a počas obdobia 25 rokov výslovne preukazujeme relatívnu neistotu odhadu výroby elektrickej energie. Neistoty v tejto kapitole sú uvedené na P90, inými slovami odhadujeme ročnú výrobu elektrickej energie, ktorá by sa mala prekročiť s pravdepodobnosťou 90%.

Tabuľka odhadu ročnej produkcie elektrickej energie P50 a P90 z fotovoltaickej elektrárne za predpokladu životného cyklu 25 rokov

			Specific Yield		Expected Yield		
End of Year	Combined uncertainity at P90 [±%]	Degradation rate [%]	P50 [kWh/kWp]	P90 [kWh/kWp]	P50 [MWh]	P90 [MWh]	PR at P50 [%]
	Theoretical 6.8		1 090	1 016			79,3%
1	9,7%	0,8%	1 081	1 008	12,8	11,9	76,8%
2	8,3%	0,5%	1 076	1 003	12,7	11,8	78,0%
3	7,8%	0,5%	1 070	998	12,6	11,8	78,5%
4	7,6%	0,5%	1 065	993	12,6	11,7	78,6%
5	7,4%	0,5%	1 060	988	12,5	11,7	78,8%
6	7,3%	0,5%	1 055	983	12,4	11,6	78,9%
7	7,2%	0,5%	1 049	978	12,4	11,5	79,0%
8	7,2%	0,5%	1 044	973	12,3	11,5	79,0%
9	7,1%	0,5%	1 039	968	12,3	11,4	79,1%
10	7,1%	0,5%	1 034	963	12,2	11,4	79,1%
11	7,1%	0,5%	1 028	958	12,1	11,3	79,1%
12	7,0%	0,5%	1 023	954	12,1	11,3	79,1%
13	7,0%	0,5%	1 018	949	12,0	11,2	79,1%
14	7,0%	0,5%	1 013	944	12,0	11,1	79,1%
15	7,0%	0,5%	1 008	939	11,9	11,1	79,1%
16	7,0%	0,5%	1 003	935	11,8	11,0	79,1%
17	7,0%	0,5%	998	930	11,8	11,0	79,1%
18	7,0%	0,5%	993	925	11,7	10,9	79,1%
19	6,9%	0,5%	988	921	11,7	10,9	79,2%
20	6,9%	0,5%	983	916	11,6	10,8	79,2%
21	6,9%	0,5%	978	912	11,5	10,8	79,2%
22	6,9%	0,5%	973	907	11,5	10,7	79,2%
23	6,9%	0,5%	968	903	11,4	10,6	79,2%
24	6,9%	0,5%	964	898	11,4	10,6	79,2%
25	6,9%	0,5%	959	894	11,3	10,5	79,2%
Average	**7,2%**	**0,5%**	**1 019**	**950**	**12,0**	**11,2**	**78,9%**
Total					**312,6**	**291,3**	

V P90 sú dve zložky neistoty kombinované v simulácii PV elektrickej energie:

- Neistota odhadu P90 výstupu FV elektriny (tabuľka 7.1): kombinovaná neistota výkonu fotovoltaickej elektrárne je ± 6,8%; táto hodnota agreguje neistotu GTI (± 5,5%) a kombinovanú neistotu krokov konverzie FV energie (± 3,9%).
- Neistota vyplývajúca z medziročnej variability P90 produkcie FV elektrickej energie v dôsledku zmeny slnečného žiarenia a teploty: ročný elektrický výkon z FV elektrárne v konkrétnom roku pri P90 je ± 6,9%. Táto neistota po dobu 25 rokov klesá na cca. ± 1,4% (tabuľka 6.4).

Okrem toho sa vo výpočte uvažuje o degradácii výkonu PV. Tieto dve neistoty sa spájajú v Uc (pozri glosár), čo predstavuje konzervatívne očakávanie minimálneho PVOUT.
Poveternostná variabilita sa odhaduje z analýzy historických údajov a táto štúdia nezohľadňuje predpoveď človekmi vyvolaných klimatických zmien alebo extrémnych prírodných udalostí.

Metóda

Typ údajov o typickom meteorologickom roku (TMY) spolu s údajmi časových radov Solargis a touto správou. TMY obsahuje hodinové údaje odvodené od časových radov pokrývajúcich celé 23 rokov (1994 až 2016). História údajov 23 rokov je komprimovaná do jedného roka podľa dvoch kritérií:

- Minimálny rozdiel medzi štatistickými charakteristikami (ročný priemer, mesačné priemery) TMY a dlhodobými časovými radmi. Toto kritérium sa vzťahuje na približne 80% váhy.
- Maximálna podobnosť mesačných kumulatívnych distribučných funkcií (CDF) TMY a dennej série, takže výskyt typických hodinových hodnôt je dobre znázornený pre každý mesiac. Toto kritérium sa vzťahuje na približne 20% váhu.

Súbor údajov TMY P50 sa zostavuje mesačne. Pre každý mesiac sa vypočítava dlhodobá priemerná mesačná hodnota a kumulatívna distribúcia pre každý z parametrov: Globálna horizontálna ožiarenosť (GHI), difúzna horizontálna ožiarenosť (DIF) a teplota vzduchu (TEMP). Následne sa mesačné údaje za každý jednotlivý rok zo súboru 23 rokov porovnávajú s dlhodobými parametrami. Vyberajú sa mesačné údaje z roka, ktoré sa viac podobajú dlhodobým parametrom. Tento postup sa opakuje počas všetkých 12 mesiacov a TMY sa konštruuje spojením vybratých mesiacov do jedného umelého (ale reprezentatívneho) roka.

Spôsob výpočtu dátovej sady P90 je založený na metóde TMY P50. Bol upravený tak, ako je vybraný kandidátsky mesiac. Hľadanie množiny dvanástich kandidátov sa opakuje v iterácii, kým sa nedosiahne minimalizácia rozdielu medzi ročnou hodnotou P90 a ročným priemerom nového TMY (namiesto minimalizácie rozdielov v mesačných prostriedkoch a CDF, ako sa uplatňuje v prípade P50). Akonáhle sa výber približuje k minimálnemu rozdielu, TMY je vytvorený zlučovaním vybraných mesiacov. Ročné hodnoty P90 sú vypočítané pre každý limit dôvery - z kombinovanej neistoty odhadu a medziročnej variability, ktorá sa môže vyskytnúť v ktoromkoľvek roku.

Ročný priemer P90 bol odvodený z kombinovanej neistoty ± 7,5%. Táto hodnota predstavuje neistotu odhadu GHI (± 4,5%) a neistotu spôsobenú medziročnou variabilitou, ktorá je v prvom roku ± 6,0%. Na odvodenie TMY, ktoré vyhovuje špecifickým potrebám zvolenej aplikácie energie, sa jednotlivé hmotnosti uvádzajú na jednotlivé parametre - čím sa zvýrazňujú dôležité vlastnosti. Pri aplikáciách so solárnou energiou má GHI väčšiu dôležitosť. Pri zostavovaní TMY P50 sa hodnoty GHI, DIF a TEMP berú do úvahy iba vtedy, keď sú hmotnosti nastavené nasledovne: 0,9 na celkovú horizontálnu

ožiarenosť, 0,2 na rozptýlenú horizontálnu ožiarenosť a 0,15 na teplotu vzduchu (vydelená celkovou hodnotou 1,25).

Na odvodenie parametrov solárnych zdrojov s hodinovým časovým krokom boli pôvodné satelitné údaje s časovým rozlíšením 15 minút agregované časovou integráciou. Meteorologické parametre sú k dispozícii v pôvodnom 1-hodinovom časovom kroku. Súbor údajov TMY bol zostavený zo slnečného žiarenia a meteorologických údajov.
Časové pásmo bolo upravené na stredoeurópsky čas (CET, UTC +01: 00).

Viac informácií o metóde Solargis TMY v [31].

Záver

Projekt má vysoký potenciál využitia solárnej energie, ale môže byť ovplyvnený sezónnymi zmenami počasia (maximálna produkcia energie v júni a júli, pričom najnižšia produkcia sa očakáva v priebehu decembra a januára).

Táto štúdia zohľadňuje straty spôsobené znečistením povrchu a znečistenia na úrovni 3,0%. Tento odhad vyžaduje systematické čistenie solárnych panelov, inak straty spôsobené nečistotami a znečistením modulov sa môžu zvýšiť o 3% až 4% alebo viac.

Po uvedení fotovoltaickej elektrárne do prevádzky možno správanie všetkých komponentov ako aj prirodzené a zrýchlené zmeny ich výkonnosti lepšie pochopiť len prostredníctvom implementácie aktívneho monitorovania a pravidelného hodnotenia výkonnosti. Táto služba by mala byť podporovaná numerickou analýzou sledovaných výrobných údajov so simuláciami očakávaných a referenčných výkonnostných čísel na základe satelitných a meteorologických pozorovaní v reálnom čase. Tento prístup zabezpečuje udržateľnú bankovateľnosť informácií, umožňuje rýchlu identifikáciu porúch a podporuje prevádzku, kontrolu a údržbu.

Výpočet pre túto správu zahŕňa súbor komplexných postupov a príležitostné okrajové nezrovnalosti medzi číslami sa dajú nájsť v dôsledku matematického zaokrúhlenia.

Referencie

[1] Perez R., Cebecauer T., Šúri M., 2013. Semi-Empirical Satellite Models. In Kleissl J. (ed.) Solar Energy Forecasting and Resource Assessment. Academic press. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123971777000024

[2] Cebecauer T., Šúri M., Perez R., High performance MSG satellite model for operational solar energy applications. ASES National Solar Conference, Phoenix, USA, 2010. http://solargis.com/assets/publication/2010/Cebecauer-Suri-Perez--ASES2010--High-performance-MSG-satellite-model-for-operational-solar-energy-applications.pdf

[3] Šúri M., Cebecauer T., Perez P., 2010. Quality Procedures of Solargis for Provision Site-Specific Solar Resource Information. Conference SolarPACES 2010, September 2010, Perpignan, France. http://solargis.com/assets/publication/2010//Suri-Cebecaue--Perez-SolarPACES2010--Quality-procedures-of-solargis-for-provision-site-specific-solar-resource-information.pdf

[4] Cebecauer T., Suri M., Gueymard C., Uncertainty sources in satellite-derived Direct Normal Irradiance: How can prediction accuracy be improved globally? Proceedings of the SolarPACES Conference, Granada, Spain, 20-23 Sept 2011. http://solargis.com/assets/publication/2011/Cebecauer-Suri-Gueymard--SolarPACES2011--Uncertainty-sources-in-satellite-derived-direct-normal-irradiance--How-can-prediction-accuracy-be-improved-globally.pdf

[5] Suri M., Cebecauer T., 2014. Satellite-based solar resource data: Model validation statistics versus user's uncertainty. ASES SOLAR 2014 Conference, San Francisco, 7-9 July 2014. http://solargis.com/assets/publication/2014//Suri-Cebecauer--ASES-Solar2014--Satellite-Based-Solar-Resource-Data--Model-Validation-Statistics-Versus-User-Uncertainty.pdf

[6] Ineichen P., A broadband simplified version of the Solis clear sky model. Solar Energy, 82, 8, 758-762, 2008.

[7] Morcrette J., Boucher O., Jones L., Salmond D., Bechtold P., Beljaars A., Benedetti A., Bonet A., Kaiser J.W., Razinger M., Schulz M., Serrar S., Simmons A.J., Sofiev M., Suttie M., Tompkins A., Uncht A., GEMS-AER team. Aerosol analysis and forecast in the ECMWF Integrated Forecast System. Part I: Forward modelling. Journal of Geophysical Research, 114, 2009.

[8] Benedictow A. et al. 2012. Validation report of the MACC reanalysis of global atmospheric composition: Period 2003-2010, MACC-II Deliverable D83.1.

[9] Cebecauer T., Šúri M., Accuracy improvements of satellite-derived solar resource based on GEMS re-analysis aerosols. Conference SolarPACES 2010, September 2010, Perpignan, France. http://solargis.com/assets/publication/2010/Cebecauer-Suri--SolarPACES2010--Accuracy-improvements-of-satellite-derived-solar-resource-based-on-GEMS-re-analysis-aerosols.pdf

[10] Cebecauer T., Perez R., Súri M., Comparing performance of Solargis and SUNY satellite models using monthly and daily aerosol data. Proceedings of the ISES Solar World Congress 2011, September 2011, Kassel, Germany. http://solargis.com/assets/publication/2011/Cebecauer-Perez-Suri--ISES2011--Comparing-performance-of-Solargis-and-SUNY-satellite-models-using-monthly-and-daily-aerosol-data.pdf

[11] CSFR data web site http://cfs.ncep.noaa.gov/cfsr/

[12] GFS data web site http://www.emc.ncep.noaa.gov/index.php?branch=GFS

[13] Molod, A., Takacs, L., Suarez, M., and Bacmeister, J., 2015: Development of the GEOS-5 atmospheric general circulation model: evolution from MERRA to MERRA2, Geosci. Model Dev., 8, 1339-1356, doi:10.5194/gmd-8-1339-2015.

[14] CFSv2 model. http://www.nco.ncep.noaa.gov/pmb/products/CFSv2/

[15] Meteosat satellites MFG and MSG, EUMETSAT. http://www.eumetsat.int/website/home/Satellites/CurrentSatellites/Meteosat/index.html

[16] Cano D., Monget J.M., Albuisson M., Guillard H., Regas N., Wald L., 1986. A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. Solar Energy, 37, 1, 31–39.

[17] Perez R., Ineichen P., Maxwell E., Seals R. and Zelenka A., Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. ASHRAE Transactions-Research Series, pp. 354-369, 1992.

[18] Perez, R., Seals R., Ineichen P., Stewart R., Menicucci D.. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. Solar Energy, 39, 221-232, 1987.

[19] Ruiz-Arias J.A., Cebecauer T., Tovar-Pescador J., Šúri M., 2010. Spatial disaggregation of satellite-derived irradiance using a high-resolution digital elevation model. Solar Energy, 84,1644-57. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X10002136

[20] Martin N., Ruiz J.M. Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. Solar Energy Material and Solar Cells, 70, 25–38, 2001.

[21] Ineichen P. Long term satellite hourly, daily and monthly global, beam and diffuse irradiance validation. Interannual variability analysis. University of Geneva/IEA SHC Task 46, 2013. http://www.unige.ch/energie/forel/energie/equipe/ineichen/annexes-iae.html

[22] King D.L., Boyson W.E. and Kratochvil J.A., Photovoltaic array performance model, SAND2004-3535, Sandia National Laboratories, 2004.

[23] Huld T., Šúri M., Dunlop E.D., Geographical variation of the conversion efficiency of crystalline silicon photovoltaic modules in Europe. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 16, 595-607, 2008.

[24] Huld T., Gottschalg R., Beyer H. G., Topic M., Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging, Solar Energy, 84, 2, 324-338, 2010.

[25] Skoczek A., Virtuani A., Cebecauer T., Chianese D., 2011. Energy yield prediction of amorphous silicon PV modules using full time data series of irradiance and temperature for different geographical locations. 26th European Photovoltaics Solar Energy Conference, September 2011, Hamburg, Germany.

[26] Huld T., Friesen G., Skoczek A., Kenny R.P., Sample T., Field M., Dunlop E.D., 2011. A power-rating model for crystalline silicon PV modules. Solar Energy Materials and Solar Cells, 95, 12, 3359-3369. http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024811004442?via%3Dihub

[27] The German Energy Society, 2008: Planning and Installing Photovoltaic Systems. A guide for installers, architects and engineers. Second edition. Earthscan, London, Sterling VA.

[28] Skoczek A., Sample T., Dunlop E. D., The results of performance measurements of field-aged crystalline silicon photovoltaic modules, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 17, 227-240, 2009.

[29] Lohmann S., Schillings C., Mayer B., Meyer R., Long-term variability of solar direct and global radiation derived from ISCCP data and comparison with reanalysis data, Solar Energy, 80, 11, 1390-1401, 2006.

[30] Gueymard C., Solar resource e assessment for CSP and CPV. Leonardo Energy webinar, 2010. http://www.leonardo-energy.org/webfm_send/4601

[31] Cebecauer T., Šúri M., 2015. Typical Meteorological Year Data: Solargis Approach. Energy Procedia, Volume 69, 1958-1969. http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.195

Právne informácie

Vzhľadom na charakter kolísania klímy, medziročné a dlhodobé zmeny, ako aj neistotu meraní a výpočtov spoločnosť Solargis nemôže zaručiť presnosť odhadov. Spoločnosť Solargis urobila čo najviac na posúdenie klimatických podmienok na základe najlepších dostupných údajov, softvéru a znalostí. Solargis® je registrovaná ochranná známka spoločnosti Solargis s.r.o. Ďalšie značky a ochranné známky, ktoré sa môžu v tejto štúdii objaviť, sú vlastníctvom ich príslušných vlastníkov.

© 2019 Solargis, všetky práva vyhradené, © 2019 GEEA, s.r.o., Všetky práva vyhradené.