

Souhrnné doporučení z projektu Komory obnovitelných zdrojů energie „Analýza potenciálu, scénářů a návrh využití decentralizovaných obnovitelných zdrojů pro rozšíření sítě nabíjecích a plnicích stanic“

Zpracoval: odborný tým Komory obnovitelných zdrojů energie, z.s., v roce 2021

Toto doporučení vzniklo s finanční podporou TA ČR v rámci projektu TK01010202 „Analýza potenciálu, scénářů a návrh využití decentralizovaných obnovitelných zdrojů pro rozšíření sítě nabíjecích a plnicích stanic s cílem akcelarovat efekt mitigačních opatření v sektoru dopravy v Česku do roku 2030“.

1. Identifikované zásadní legislativní bariéry pro rozvoj OZE

Na základě opakovaných strukturovaných diskusí s členskými asociacemi Komory OZE lze konstatovat, že v obecné rovině je zásadní bariérou pro rozvoj OZE v ČR komplikovanost a délka povolovacího procesu, který musí absolvovat investor OZE před započítáním výstavby a která se v případě větších instalací aktuálně pohybuje v rozmezí 10 až 15 let. Cílem konkrétních kroků níže je proto vesměs zasadit se o zjednodušení a zkrácení povolovacího procesu OZE v režimu stavebního zákona, k čemuž bude nutná jeho dílčí novelizace. Z diskusí zároveň vyplývá a je nutné zde uvést, že vedle dalších konkrétních kroků včetně níže uvedených je nezbytná jasně deklarovaná, koncepční a dlouhodobá obecná propagace a podpora rozvoje obnovitelných zdrojů ze strany vlády, jako strategické priority energetické politiky státu.

1.1 Absence jednotného kontaktního místa

Zásadní problém je v absenci transpozice ustanovení o tzv. jednotném kontaktním místě podle směrnice 2018/2001/ES (RED II) do českého právního řádu. Z požadavků směrnice vyplývají následující zásadní podmínky pro implementaci jednotného kontaktního místa:

- usnadnit a vést žadatele řízením o vydání povolení výstavby zařízení pro výrobu energie z obnovitelných zdrojů (dále jen „výrobní“), a to od podání žádosti do vydání konečného povolení,
- zajistit, aby žadatel komunikoval pouze s jedním kontaktním místem v průběhu celého řízení,
- zajistit nutnou součinnost dalších správních orgánů, které se vyjadřují k povolení výroby, bez toho, aby žadatel musel tyto orgány sám kontaktovat,
- zajistit možnost předložení všech podkladů a vedení komunikace v digitální podobě,
- připravit a zpřístupnit manuál postupů pro zhotovitele projektů v oblasti obnovitelných zdrojů,
- informovat žadatele na internetu o tom, kde se nachází kontaktní místa.

Cílem těchto požadavků směrnice 2018/2001/ES (RED II) je maximálně zjednodušit a urychlit povolovací procesy staveb výroben. Z výčtu požadavků směrnice je přitom zřejmé, že optimálním způsobem transpozice bude, pokud roli jednotného kontaktního místa budou plnit stavební úřady.

Největší nedostatek platné právní úpravy spočívá v tom, že žadatel o povolení výstavby výrobní energie z obnovitelných zdrojů si sám musí opatřovat u dotčených orgánů státní správy povolení nezbytná pro výstavbu, pokud je zvláštní zákony vyžadují. To je v přímém rozporu se směrnicí 2018/2001/ES (RED II), která požaduje, aby žadatel vyřídil veškerá povolení u jednoho kontaktního místa.

Vzhledem k tomu, že se speciální právní úprava vyplývající z požadavků jednotného kontaktního místa týká pouze výroben elektřiny z obnovitelných zdrojů, jeví se z hlediska systematiky právního řádu jako nejvhodnější zakotvit tuto oblast v zákoně, který obsahuje speciální procesní úpravu vůči některým vybraným druhům staveb – zákoně č. 416/2009 Sb., o urychlení výstavby dopravní, vodní a energetické infrastruktury a infrastruktury elektronických komunikací. K promítnutí požadavků směrnice 2018/2001/ES (RED II) bude nutné do tohoto zákona vložit pro speciální kategorii staveb – výroby energie z obnovitelných zdrojů formou pozměňovacího návrhu právní úpravu s následujícím obsahem:

- v případě staveb pro výrobu energie z obnovitelných zdrojů, které nesplňují podmínky pro drobnou stavbu (instalovaný výkon do 20 kW) a musí tedy projít jednou z forem povolovacího procesu podle nového stavebního zákona, musí být zajištěna plná integrace nejen závazných stanovisek a vyjádření dotčených orgánů, ale i povolení, která tyto orgány vydávají,
- za tím účelem bude nutné v návrhu novely zákona č. 416/2009 Sb., o urychlení výstavby dopravní, vodní a energetické infrastruktury a infrastruktury elektronických komunikací stanovit pro stavby výroben elektřiny z obnovitelných zdrojů takový postup, že nepředloží-li stavebník povolení vyžadované zákonem jako podklad pro stavební řízení, stavební úřad si je vyžádá u dotčeného orgánu sám a ten je udělí nikoliv ve formě povolení, ale vyjádření,
- Nejvyšší stavební úřad je povinen připravit a zveřejnit manuály postupů pro zhotovitele projektu v oblasti obnovitelných zdrojů,
- Krajské stavební úřady jsou povinny prostřednictvím internetu informovat žadatele o povolení výstavby výroben o tom, že plní úlohu jednotného kontaktního místa a co z toho pro žadatele vyplývá.

1.2 Nutnost vymezit pro realizaci OZE zastavitelné území v územním plánu

Platný stavební zákon požaduje, aby pro stavbu výroby OZE v nezastavěném území bylo napřed v územním plánu změněno dotčené území na zastavitelné. Vzhledem k délce a komplikovanosti procesu změny územního plánu se jedná o zásadní bariéru pro výstavbu zejména těch výroben OZE, které z důvodu své fyzické povahy jsou realizovány právě mimo zastavěná území obcí (větrné elektrárny, některé typy fotovoltaických instalací).

Proto navrhujeme novelou stavebního zákona umožnit výstavbu OZE v jakémkoliv území, pokud nebude záměr v rozporu s podmínkami, které stanoví zvláštní právní předpis. Takováto změna přinese významné zkrácení doby přípravy projektů, což dokládá naprostá shoda v rámci diskusí se členy Komory OZE, reflektující zkušenosti z přípravy projektů v praxi.

1.3 Nesoulad koncepčních materiálů na úrovni státu s dokumenty vydávanými nižšími úrovněmi veřejné správy

Zatímco Národní klimaticko-energetický plán stanovuje cíle rozvoje OZE, územní energetické koncepce, zásady územního rozvoje krajů a územní plány obcí často vylučují realizaci některých druhů OZE v jimi řešeném území.

Navrhujeme novelou stavebního zákona v textové části celostátního územního rozvojového plánu stanovit, v jakém poměru si rozdělí jednotlivé kraje výrobu energie z obnovitelných zdrojů dle údajů v Národním klimaticko-energetickém plánu o celkové výrobě energie z obnovitelných zdrojů s ohledem např. na větrnost daného kraje, na chráněná území, na hustotu osídlení atd.

Navrhujeme tedy stanovit povinnost jednotlivým krajům implementovat v jejich územních plánech hodnotu stanovenou územním rozvojovým plánem. Územní plán kraje výše uvedenou hodnotu výroby energie z obnovitelných zdrojů následně přerozdělí na jednotlivé obce v jeho území. Tímto dojde k vertikálnímu rozdělení a přenesení výroby z obnovitelných zdrojů. Prováděcí právní předpis by měl stanovit podmínky, na jejichž základě bude rozdělována a přenášena výroba energie z OZE z kraje na obec. Rozdělení výroby z obnovitelných zdrojů bude záležet na podmínkách v území.

Zároveň ale neplatí, že by základní článek, tzn. obce, měly snad povinnost OZE samy stavět. Obce by pouze měly vytvářet takové podmínky, aby mohl kdokoliv těchto podmínek využít ke stavbě OZE a tím naplňovat cíle zvyšování podílu výroby energie z OZE. Vytvářením podmínek je míněno zejména vymezení ploch pro stavby OZE.

2. Plnění vozidel biometanem

Zemní plyn a stejně tak i biometan není již od 1. 1. 2021 osvobozen od daně z plynu a nárůst ceny u plnicích stanic v důsledku této skutečnosti byl v roce 2021 zřetelný. Dalším důvodem zvýšení cen v roce 2021 u některých plnicích stanic bylo výrazné zvýšení cen zemního plynu na burze. I tak zůstává pohon na CNG levnější alternativou ke klasickým palivům. Současná produkce bioplynu by mohla až osmkrát pokrýt spotřebu CNG/LNG v ČR. Bioplyn však nyní používáme k výrobě elektřiny a tepla, kde má své nezastupitelné místo, protože mnohé BPS zásobují energiemi své bezprostřední okolí. Přes velkou snahu se však někde nedaří využít tepla, a právě tyto projekty jsou ideální pro konverzi bioplynové stanice na biometanizační. Ochota provozovatelů investovat a měnit využití bioplynu bude závislá na podmínkách podpory. V současné době není bioplyn dostatečně podporován a vlivem více jak desetileté stagnace výkupní ceny se dostává do červených čísel. Zkrácením doby životnosti projektu bioplynové stanice navíc dojde ke zkrácení očekávaných finančních výnosů a část hodnoty projektu bude zmařena. Biometan využitelný v dopravě bude tedy pocházet jednak z nových zdrojů využívajících tržní mechanismy, anebo novou podporu, a také z konvertovaných stávajících bioplynových stanic po ukončení běžící podpory (nebo za výhodných podmínek i před koncem doby životnosti projektu). Lokální produkce biometanu může výrazně stabilizovat cenu CNG/LNG, protože cena biometanu není přímo závislá na burzovní ceně zemního plynu. Kromě stability ceny je třeba vyzvednout i faktor lokální produkce, který v sobě zahrnuje i energetickou bezpečnost.

Biometan z odpadů a statkových hnojiv je jediné okamžitě použitelné pokročilé biopalivo současnosti, a to skrze cca 200 veřejných plnicích stanic, doplněných o asi 50 stanic neveřejných, které v roce 2020 společně zásobovaly zhruba 25 tis. vozidel. Potenciál biometanu k roku 2030 činí 846 mil. m³, z čehož 83 % mohou produkovat stávající bioplynové stanice a čistírny odpadních vod bez navýšení produkce, 12 % nové výroby a zbylých 5 % procent může být získáno navýšením produkce stávajících výroben.¹

Plnicí stanice CNG jsou dnes již zaběhnutým typem prodeje pohonných hmot, jejichž cena je tak dána tržním prostředím a odpovídá nákladům. Samozřejmě se vyskytují lokalizace, kde jsou ideální podmínky a plnicí stanice bude vykazovat vyšší zisky než v lokalitách s malou obslužností. Pro optimalizaci nákladů je vhodné nové plnicí stanice umísťovat k výrobním zdrojům biometanu a elektřiny. Není-li k dispozici taková lokalita, měla by plnicí stanice být připojena alespoň ke středotlaké síti a s odběrem elektřiny pro krytí spotřeby z vedení vysokého napětí.

Díky možnosti napájet plnicí stanici biometanem přímým vedením je možné eliminovat distribuční poplatky za dopravu plynu, které společně s distribučními poplatky v ceně elektřiny tvoří až 12 % veškerých nákladů. Spotřeba elektřiny je významná vzhledem k potřebě kompresorů pro stlačení biometanu před jeho plněním do vozidel.

Provoz plnicích zařízení je charakteristický nestálým a nepravidelným odběrem plynu. Kvůli této vlastnosti není možné, aby byla plnicí stanice hlavním spotřebičem neustále vznikajícího bioplynu. Lze tedy očekávat, že plnicí stanice budou vznikat na bioplynových stanicích jako doplněk k hlavnímu produktu. Tím může být jednak biometan vtlačovaný do sítě, anebo elektřina a teplo, tedy spotřeba

¹ Obnovitelné zdroje 2019 (MPO), Národní akční plán čisté mobility, Národní klimaticko-energetický plán, vlastní zpracování.

bioplynu v kogenerační jednotce. Z energetického pohledu se jeví jako výhodné mít na jedné bioplynové stanici jak kogenerační jednotky, tak úpravu na biometan. Pak je možné vzniklý bioplyn směřovat dle potřeby na výrobu elektřiny a tepla nebo na výrobu biometanu či na částečný výkon provozovat obě varianty.

Důležitým dílčím krokem bude umožnění podpory modelu, kdy vedle sebe existuje v rámci jednoho zařízení výroba elektřiny z části vyrobeného bioplynu i úprava zbylé části bioplynu na biometan pro dopravu.

Podle aktuálního názoru Energetického regulačního úřadu však není momentálně takový souběh podpor v rámci jednoho zařízení možný. Přitom mezi stávajícími provozovateli BPS je právě o takové řešení zájem.

Zajímavou příležitostí jsou čistírny odpadních vod (dále jen „ČOV“), které u větších měst mají část anaerobní stabilizace kalu za vzniku bioplynu. ČOV se nachází vždy v dosahu aglomerace, a je zde tedy možnost upravený bioplyn používat jako BioCNG pro potřeby veřejné dopravy. Problém je však v nastavení investičních pobídek na nové období. Investice do technologií CNG/LNG nejsou zařazeny v žádném programu až na stále neukončené jednání ohledně podmínek IROP. Přitom BioCNG/BioLNG budou klíčové pro dosažení klimatických cílů v dopravě do roku 2030. Kvůli jednostrannému nastavení emisních limitů pro CO₂, nereflektujícímu celý cyklus výroby a spotřeby paliva, se již snížil zájem automobilek o pohon na CNG u osobních vozů. Spotřeba CNG/LNG se tak může nadále zvyšovat díky uplatnění ve středně těžké a těžké dopravě, kde se hlavně LNG jeví jako nejdostupnější cesta ke snižování emisí CO₂.

Vzhledem k obtížnému vyjednávání podpory s Evropskou komisí pro vozidla na biometan a pro infrastrukturu pro plnění vozidel biometanem doporučujeme paralelně hledat možný národní zdroj investiční podpory pro případ, že by jednání o podpoře z Fondů ESIF nebyla úspěšná.

3.1 Dobíjení vozidel elektřinou z OZE

3.1 Přímé versus nepřímé dobíjení

Z provedené rešerše zahraničních příkladů vyplynulo, že existující systémy dobíjení elektromobilů elektřinou z OZE většinu využívají „spárování“ zelené elektřiny dodané do sítě v jednom místě s její spotřebou pro nabíjení elektromobilů v místě jiném. Příkladem může být Velká Británie, kde největší síť nabíjecích stanic POLAR Network, zahrnující dobíjecí stanice Charge Your Car, odebírá od poloviny roku 2017 výhradně elektřinu z obnovitelných zdrojů. Spotřeba elektřiny je certifikována a spárována s elektřinou vyráběnou z obnovitelných zdrojů společností OVO Energy, jedním z největších britských nezávislých dodavatelů. Projekt v roce provedení rešerše (2018) zahrnoval 5 600 veřejných dobíjecích stanic, což bylo více než 40 % všech dobíjecích stanic ve Velké Británii, které využívalo přes 40 000 řidičů elektromobilů.²

Ostrovní systémy nicméně již také existují a některými lídry vývoje na trhu (E. Musk – Tesla) je jim předpovídán významný podíl na nabíjení elektromobilů v budoucnosti.³

Jako optimální pro podmínky ČR se jeví kombinace možnosti dobíjení elektromobilů přímo u OZE s napojením těchto OZE na rozvodnou síť, umožňující dodávku elektřiny z OZE do sítě v době převažující produkce nad poptávkou a ze sítě do dobíječek v opačné situaci. Toto řešení, pokud je doplněno o baterie umístěné u intermitentních OZE, je výhodné i pro samotnou distribuční síť, neboť umožňuje snížit jak objem přetoků elektřiny do sítě z intermitentních OZE, tak požadavky na síť při dobíjení elektromobilů ve špičce. Odběratel tak může ušetřit na platbách za el. energii, protože režimem odběru nenutí dodavatele k jejímu dodatečnému generování v době špičky ani si nevynucuje další posilování některých prvků distribuční soustavy. Zásadní výhodou přímého propojení dobíjecích stanic s konkrétním OZE je tedy eliminace distribučních poplatků, které jinak mohou tvořit významnou část z ceny elektřiny spotřebované pro provoz dobíjecí stanice.

Atraktivnější (než prosté spárování elektřiny z OZE v síti s konkrétní dobíječkou) je samozřejmě přímé propojení s OZE také pro uživatele elektromobilů, neboť jim poskytuje nezprostředkovanou, doslova viditelnou vazbu mezi OZE a dobíjením elektromobilu. Nicméně i systémy využívající pouze spárování budou mít své významné místo, a to zejména u těch OZE, u nichž nelze přímé dobíjení elektromobilů v místě zajistit, například z důvodu jejich geografické odlehlosti, resp. špatné fyzické dostupnosti pro uživatele elektromobilů.

Nejčastěji využívanými novými instalacemi OZE pro přímé dobíjení elektromobilů budou především fotovoltaické elektrárny, a to vzhledem k jejich relativně snadné aplikovatelnosti a variabilnímu dimenzování výkonu na místech, která jsou atraktivní pro řidiče elektromobilů. U ostatních druhů OZE bude logika opačná, tedy v příhodných případech nabídnout dobíjecí infrastrukturu u existujících zdrojů OZE.

² Zdroj: <https://bpchargemaster.com>

³ Zdroj: <https://www.idtechex.com>

3.2 Pomalé dobíjení elektromobilů

Nejčastějším způsobem dobíjení soukromých elektromobilů je dosud pomalé nabíjení přes noc doma, následované dobíjením přes den v práci, kdy v obou případech délka dobíjení do 8 hodin přirozeně konvenuje s délkou opuštění vozidla řidičem a současně je pro dobíjení využíván odpovídající nižší výkon, který nelimituje ani výkon dobíječky v autě. Třetí nejčastěji používaný způsob je dobíjení prostřednictvím pomalých veřejných dobíječek.⁴ Pomalým dobíjením rozumíme dobíjení do výkonu 22 kW (64 A/400 V), přičemž jsou vozidla dobíjena vždy střídavým proudem.

Nadále lze předpokládat významný podíl pomalého dobíjení elektromobilů z domácích a firemních dobíječek, které mohou být vhodně kombinovány se střešními instalacemi FVE a bateriovými systémy pro vyrovnání rozdílů mezi maximy výroby a spotřeby elektřiny k dobíjení. Lze očekávat, že doma se majitel elektromobilu zdrží alespoň několik hodin a rychlodobíjení by zde bylo zbytečné a vzhledem k až o jeden řád vyšším investičním nákladům i nevhodné. Zatímco podpora pro domácí instalace zahrnující FVE, baterie a dobíječky pro elektromobily je již obsažena ve vyhlášeném programu Nová zelená úsporám 2030, podpora firemní elektromobility z nového operačního programu Technologie a aplikace pro konkurenceschopnost je stále předmětem jednání zástupců MPO s Evropskou komisí.⁵

Doporučujeme, aby v případě (byť i částečného) neúspěchu těchto jednání byl hledán jiný zdroj investiční podpory elektromobility ve firmách.

Na základě studie zaměřené na domácí dobíjení elektromobilu, zpracované v rámci projektu v létě roku 2021 podle v té době platných cen elektřiny se ukázalo, že významný vliv na návratnost, a tedy i atraktivitu instalace FVE s dobíječkou mají:

- Způsob využití elektřiny v rodinném domě, neboť od něj se odvíjí použitý tarif. Tak ten, kdo elektřinou přímo topí či ji používá pro pohon tepelného čerpadla, má elektřinu (MWh) levnější než ten, kdy vytápí dům jiným způsobem, např. plynem. Produkce vlastní elektřiny FVE má proto v prvních dvou případech pro zákazníka menší finanční efekt.
- Režim dobíjení elektromobilu – přes den nebo přes noc. Pokud je automobil využíván ke krátkým pojezdům (nákupy, odvoz dětí do školy a vyzvedávání z ní), pak je ve větší míře dobíjen přes den elektřinou z vlastní FVE než v případě, že s ním majitel ráno odjede za prací a domů se vrátí až v pozdním odpolední. V tomto druhém případě bude dominantní dobíjení ze sítě přes noc.

Rozvoji domácího dobíjení do budoucna by výrazně napomohlo zavedení dynamického tarifu, který by zvýhodňoval dobíjení elektromobilu ze sítě v době, kdy je v ní přebytek elektřiny z intermitentních OZE, tedy z fotovoltaických a větrných elektráren.

3.3 Rychlé dobíjení elektromobilů

Rychlé dobíjení není zatím příliš často využíváno a pokud k němu dochází, má nejčastěji podobu plánovaných zastávek při cestách na delší vzdálenosti⁶. Trvá do cca 30 minut a používá výkony přes 22 kW (250 A/400 V), přičemž může jít buď o proud střídavý třífázový (teoreticky do výkonu 43,5 kW)

⁴ Zdroj: www.toi.no/getfile.php?mmfileid=43161

⁵ Informace od pracovníka MPO Ing. Pavla Zděnka emailem ze dne 5. 11. 2021.

⁶ Zdroj: www.toi.no/getfile.php?mmfileid=43161

nebo stejnosměrný, teoreticky do výkonu 200 kW⁷. V praxi je při střídavém dobíjení akumulátor vozidla dobíjen výkonem, který je omezen buď výkonem dobíjecího bodu nebo výkonem palubní dobíječky ve vozidle (podle toho, co má výkon menší). Výkon palubní dobíječky bývá běžně 3-7 kW, u některých modelů i 11 kW, ale jen výjimečně více, tj. 22 kW. Naproti tomu stejnosměrné dobíjení není omezeno výkonem palubní dobíječky, protože je dobíjen přímo akumulátor vozidla, který si také řídí dobíjecí výkon. Přes tuto výhodu je nicméně současným standardem pro stejnosměrné dobíjení výkon 50 kW.

3.3.1 Čerpací stanice pohonných hmot

Rychlodobíjení je obecně perspektivní tam, kde se je majitel elektromobilu ochoten zdržet pouze několik desítek minut a kde by naopak dlouhé blokování dobíjecího bodu vedlo k nevhodnému využití investičně i provozně náročného řešení. Vhodným příkladem jsou větší čerpací stanice pohonných hmot (PHM) s možností občerstvení. Rychlodobíječky zde lze kombinovat s fotovoltaickými panely (FVE) na zastřešení výdejních stojanů PHM a střechy hlavní budovy obsluhy/obchodu (a příp. dalších objektů), a s akumulací elektřiny v bateriích. Při vhodném dimenzování a vytížení může být celý systém zahrnující FVE, akumulaci elektřiny, dobíjecí stanici a vozidlo postaven na využití pouze stejnosměrného proudu, takže odpadá nutnost energeticky ztrátové konverze stejnosměrného proudu na střídavý a naopak.

Obecně je možné na běžnou čerpací stanici PHM tak, jak je dnes obvykle dimenzovaná pro dálnice a ostatní hlavní silniční tahy, umístit FVE o výkonu 30-50 kWp. Nezbytná kapacita akumulace – pro doplnění 2 rychlodobíjecích stanic o výkonu 50 kW – je min. 70 kWh a výkon cca 60 kW. Celková konfigurace OZE a akumulace pro klasickou čerpací stanici PHM při použití 4 rychlodobíječek o výkonu 50 kW tak může být takováto: výkon FVE nad výdejním stojanem PHM 25 kWp, výkon FVE na přístřešcích dobíjecích stání a hlavní budově 15 kWp, kapacita baterie 140 kWh a její výkon 120 kW.

Pro odhad celkového potenciálu tohoto druhu instalací lze předpokládat, že na zastřešení průměrné veřejné čerpací stanice PHM je možné umístit FV panely s výkonem FVE 30-35 kWp, přičemž u velkých dálničních to může být i přes 50 kWp, zatímco na zastřešení malé venkovské stanice se nemusí vejít ani panely o výkonu 25 kWp. Při výpočtu potenciálu byla proto použita hodnota instalovaného výkonu 30 kWp na jednu čerpací stanici PHM, aby nedošlo k nadhodnocení potenciálu tohoto typu instalací.

Podle neveřejného seznamu poskytnutého Ministerstvem průmyslu a obchodu je v ČR cca 3.600 veřejných čerpacích stanic PHM. Na ty lze umístit FVE o výkonu 108 MWp (=3 600 x 30 kWp). Roční výroba z toho instalovaného výkonu by mohla činit 100 GWh, neboť pro tento způsob instalace FV panelů lze počítat s ročním ziskem 930 kWh z instalovaného kWp.

Vzhledem k nemalému potenciálu a optimální dostupnosti je třeba hledat cesty, jak ve vazbě na rychlodobíječky podpořit instalaci FVE na čerpací stanice pohonných hmot, a to včetně baterií – přinejmenším v případech, kdy je v místě vyčerpána kapacita připojení k el. síti.

⁷ Zdroj: www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVO Outlook2017.pdf

3.4 Zastřešení parkovacích stání

Zastřešení parkovacích stání např. u nákupních a zábavních center s sebou nese velké možnosti pro umístění fotovoltaických panelů. Dají se zde instalovat carporty, na které lze na 10 běžných metrů umístit FVE o výkonu 20-27 kWp u carportu pro 2 řady vozidel a o cca 40 % méně u carportu pro jednu řadu vozidel. Opět by měla být použita baterie a přiměřený počet dobíjecích stanic. Celý systém bude primárně napájen distribuční soustavou a baterie bude fungovat pro tzv. peak shaving, tedy snižování, resp. nezvyšování odběru el. energie v časech nejvyšší poptávky po ní.

Pro potřeby výpočtu jsme identifikovali celkovou plochu parkovacích stání pod širým nebem u existujících nákupních a zábavních center o rozsahu 2 mil. m², již je možné zastřešit s využitím FV panelů. Při výkonu 200 Wp na m² u takto umístěných moderních FV panelů je na tuto plochu parkovacích stání celkem možno instalovat FV panely o výkonu 400 MWp. Roční výroba z tohoto instalovaného výkonu by činila 380 GWh, neboť pro tento způsob instalace FV panelů lze počítat s ročním ziskem 950 kWh z instalovaného kWp.

Cena zastřešení parkovacích stání nicméně překonává investiční náklady ostatních standardních variant instalací fotovoltaických výroben. Při instalaci carportů jsou nezbytné jeřáby a další mechanizace a nákladné je i samotné pořízení jejich konstrukce (pozinkována ocel, hliník atd.) De facto každá stavba navíc vyžaduje individuální řešení, provedení lokálního statického průzkumu, tahových zkoušek a statického výpočtu.

Srovnání nákladů FVE na zastřešení parkovacích stání s ostatními instalacemi

PINST 22,16 kWp	Kč/kWp	rozdíl	%
FVE na rovné střeše	28 500 Kč	6 000 Kč	126,7 %
FVE na šikmé střeše (taška)	27 000 Kč	4 500 Kč	120,0 %
Pozemní instalace (hrubý odhad)	22 500 Kč	0 Kč	100 %
Zastřešení parkovacích stání (tvar Y, celkem 8 parkovacích míst)	40 947 Kč	18 447 Kč	182,0 %

Vzhledem ke značnému potenciálu zastřešení parkovacích stání pro výrobu elektřiny FV panely doporučujeme zvážit zavedení specifické podpory reflektující vyšší náklady tohoto řešení. Možným zdrojem takové podpory by mohl být například Modernizační fond, který již dnes realizuje nebo alespoň připravuje podporu více typů instalací FVE (instalace na volné ploše, střešní instalace, agrivoltaika apod.).

3.5 Dobíjení elektromobilů u stávajících kapacitních instalací OZE

V jednotlivých případech mohou být pro rychlodobíjení přímo u OZE atraktivní i v intravilánu příhodně umístěné malé vodní elektrárny, teplárny na biomasu a bioplynové stanice. U těchto zdrojů navíc vzhledem ke stálosti výkonu nebývá nutná akumulace elektřiny v bateriích, čímž odpadá nikoli nevýznamná část celkových nákladů. Konkrétním příkladem je třeba malá vodní elektrárna v Píšťanech na Labi s výkonem téměř 3 MWe, která se nachází v blízkosti dálnice D8, běží prakticky nepřetržitě a zásobuje elektřinou 12 stojanů pro rychlodobíjení.

U provozovatelů vhodně situovaných OZE s nižším instalovaným výkonem bude nicméně nutné dále hledat dostatečný ekonomický stimul, motivující je k prodeji části elektřiny napřímo pro dobíjení elektromobilů, protože v současnosti je pro ně nejjednodušší pokračovat v prodeji veškeré vyrobené elektřiny do sítě.

Komora OZE shromáždila na základě licencí vydaných ERÚ data o všech instalacích OZE s výkonem nad 200 kWe. Následným výpočtem, provedeným VÚMOP, v.v.i. v prostředí GIS bylo prokázáno, že ve vzdálenosti do 5 km od silnic II. a vyšších tříd se nachází instalace OZE, které dokáží vyrobit ročně zhruba 7 TWh elektřiny. Z toho ve vzdálenosti do 500 metrů od silnic II. a vyšších tříd existují již dnes instalace OZE s průměrnou roční výrobou přibližně 3 TWh. To je množství elektřiny více než dvojnásobné oproti tomu, jaké by v roce 2030 mělo spotřebovat 800.000 elektromobilů podle nejvyššího scénáře růstu jejich počtu, obsaženého v původním Národním akčním plánu čisté mobility.

Určitým stimulem pro větší využití elektřiny z OZE pro dobíjení elektromobilů může být také bonifikace projektů dobíjecí infrastruktury přímo spojené s OZE při hodnocení žádostí o podporu z programů pro období 2021+, zejména Národního plánu obnovy, OP Doprava, OP TAK a IROP. Navržený přístup není zcela nový, protože určitá bonifikace takovýchto projektů byla zavedena již v rámci dobíhajícího OP PIK.