VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ
ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION
DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

Posouzení vlivu jednotlivých druhů OZE na elektrizační soustavu

DIPLOMOVÁ PRÁCE
MASTER‘S THESIS

AUTOR PRÁCE
AUTHOR

PAVEL ZMEŠKAL

BRNO 2011



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií

Ústav elektroenergetiky

Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor
Elektroenergetika

Student:	Bc. Pavel Zmeškal	***ID:***	78299
Ročník:	2	***Akademický rok:***	2010/2011

NÁZEV TÉMATU:

Posouzení vlivu jednotlivých druhů OZE na elektrizační soustavu

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Uplatnění jednotlivých druhů OZE v podmínkách ČR (způsob využití, lokality, vyvedení výkonu do místa spotřeby).
2. Vyhodnocení dodávaného výkonu v čase s ohledem na spolehlivost dodávky.
3. Způsob provozu OZE z hlediska požadavků na regulaci a řízení chodu ES.
4. Technicko-ekonomické vyhodnocení vlivu jednotlivých druhů OZE na ES.

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání:	7.2.2011	***Termín odevzdání:***	20.5.2011

Vedoucí práce: doc. Ing. Petr Mastný, Ph.D.

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
Předseda oborové rady

UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

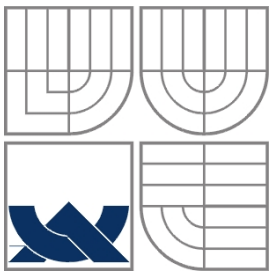
Bibliografická citace práce:

ZMEŠKAL, P. *Posouzení vlivu jednotlivých druhů OZE na elektrizační soustavu* . Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2011. 62 s. Vedoucí diplomové práce doc. Ing. Petr Mastný, Ph.D..

Prohlašuji, že jsem svou diplomovou práci vypracoval samostatně a použil jsem pouze podklady (literaturu, projekty, SW atd.) uvedené v přiloženém seznamu.

Na tomto místě bych chtěl poděkovat doc. Ing. Petrovi Mastnému, Ph.D. za odborné vedení mé diplomové práce, za vstřícný přístup, cenné rady, čas a ochotu, který mi věnoval.

……



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ



Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií

Ústav elektroenergetiky

Diplomová práce

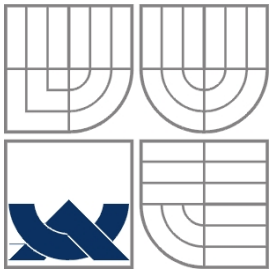
Posouzení vlivu jednotlivých druhů OZE na elektrizační soustavu

Pavel Zmeškal

vedoucí: doc. Ing. Petr Mastný, Ph.D.

Ústav elektroenergetiky, FEKT VUT v Brně, 2011

Brno



BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



Faculty of Electrical Engineering and Communication

Department of Electrical Power Engineering

Master's Thesis

Assessment of the impact of different types of RES in the power system

by

Pavel Zmeškal

Supervisor: doc. Ing. Petr Mastný, Ph.D.

Brno University of Technology, 2011

Brno

ABSTRAKT

Tato práce se zabývá uplatněním jednotlivých druhů OZE v podmínkách České republiky a jejich využitím v lokalitách nacházejících se na našem území. Následně dodávaný výkon z OZE v čase a jeho vliv na spolehlivost dodávky v ES ČR. Způsob provozu OZE z hlediska požadavků na regulaci a řízení chodu ES je podrobněji prostudován na provozu různých typů větrných elektráren, které díky svému proměnlivému výkonu ovlivňují nejen ES ČR. V závěrečné kapitole je posouzen ekonomický vliv OZE na ES jako celek, zvýšené nároky na regulaci, zvyšující se příspěvek na podporu OZE. Všechny tyto vlivy zvyšují cenu elektřiny pro koncového zákazníka.

KLÍČOVÁ SLOVA: sluneční energie; biomasa; vodní energie; větrná energie; obnovitelný zdroj energie; geotermální energie; instalovaný výkon; bioplyn; vliv na elektrizační soustavu; kapacitní faktor;

ABSTRACT

This thesis deals with usage of each kind of RES under conditions of Czech republic and their usage at areas placed in. Consequently supplied RES output power at time and its influence on reliability of supply in EPS CZ. Way of operation of RES from point of view of requirement on regulation and control of operation of EPS is more studied on operation of different kinds of wind power plants, which due to its variable output power affects not only EPS CZ. At final caption, economic influence of RES to EPS is reviewed as a unit, increasingly claims on regulation, increasingly benefit on support of RES. All these influences increase price of electricity for end user.

KEY WORDS: solar energy; biomass; hydropower; wind energy; renewable energy source; geothermal energy; installed output; capacity factor; biogas;

OBSAH

SEZNAM OBRÁZKŮ **10**

SEZNAM TABULEK **12**

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK **13**

1 ÚVOD **14**

2 UPLATNĚNÍ JEDNOTLIVÝCH DRUHŮ OZE V PODMÍNKÁCH ČR **15**

2.1 SLUNEČNÍ ENERGIE **15**

2.2 VĚTRNÁ ENERGIE **18**

2.3 ENERGIE VODY **19**

2.4 ENERGIE BIOMASY **20**

2.5 GEOTERMÁLNÍ ENERGIE **21**

2.6 ZPŮSOB PŘIPOJENÍ VÝROBNY OZE DO DS **22**

3 VYHODNOCENÍ DODÁVANÉHO VÝKONU V ČASE S OHLEDEM NA SPOLEHLIVOST DODÁVKY **24**

3.1 KAPACITNÍ FAKTOR **24**

3.2 ČASOVÁ PROMĚNLIVOST VÝKONU **24**

3.3 SPOLEHLIVOST DODÁVKY V DISTRIBUČNÍCH SÍTÍCH **25**

3.4 VLIV DODÁVANÉHO VÝKONU Z OZE NA ES ČR **28**

4 ZPŮSOB PROVOZU OZE Z HLEDISKA POŽADAVKŮ NA REGULACI A ŘÍZENÍ CHODU ES **32**

4.1 POŽADAVKY NA PROVOZOVÁNÍ ZDROJŮ PARALELNĚ S DS **33**

4.2 ZPĚTNÉ VLIVY NA NAPÁJECÍ SÍŤ A NĚKTERÉ POŽADAVKY PRO PROVOZ VTE A FVE V PS **35**

4.3 ASYNCHRONNÍ GENERÁTORY VE VĚTRNÝCH ELEKTRÁRNÁCH **37**

4.4 VYBRANÉ VLIVY DODÁVKY ELEKTRICKÉ ENERGIE Z VTE DO DS **41**

4.5 POSOUZENÍ ZPĚTNÝCH VLIVŮ FOTOVOLTAICKÉ ELEKTRÁRNY NA SÍŤ 22 KV **44**

4.6 OMEZENÍ VYŠŠÍCH HARMONICKÝCH V ES **45**

4.7 SMARTGRIDS (CHYTRÉ SÍTĚ) **47**

5 VLIV PROVOZU OZE NA NÁKLADY V ES **51**

5.1 DOPAD NA CENU PŘÍSPĚVKU ZÁKAZNÍKŮ NA POKRYTÍ PODPORY OZE **51**

5.2 DOPAD OZE NA CENU SYSTÉMOVÝCH SLUŽEB **52**

5.2.1 PRIMÁRNÍ REGULACE FREKVENCE BLOKU (PR) 54

5.2.2 SEKUNDÁRNÍ REGULACE VÝKONU BLOKU (SR) 54

5.2.3 TERCIÁLNÍ REGULACE VÝKONU BLOKU (TR) 55

5.2.4 DISPEČERSKÁ ZÁLOHA (DZT) 57

5.2.5 RYCHLE STARTUJÍCÍ 15-TI MINUTOVÁ ZÁLOHA (QS_{15}) 57

5.2.6 SNÍŽENÍ VÝKONU (SV_{30}) 58

5.3 CENA ZA SLUŽBU SÍTĚ **58**

5.4 CENA ODCHYLKY A JEJÍ DOPAD NA CENU SILOVÉ ELEKTŘINY **59**

5.5 VÍCENÁKLADY PRO ES ČR **59**

6 ZÁVĚR **61**

POUŽITÁ LITERATURA **63**

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obr. 1-1 Transformace sluneční energie [8] *14*

Obr. 2-1 Využití solárního záření *15*

Obr. 2-2 Využití solárního záření *16*

Obr. 2-3 Celkové roční dopadající sluneční záření na území České republiky (kWh/m^2) *17*

Obr. 2-4 Blokové schéma Samostatného systému (Grid OFF) *17*

Obr. 2-5 Blokové schéma Systému připojeného k síti (Grid On) *18*

Obr. 2-6 Území vhodná pro umístění větrných elektráren *19*

Obr. 2-7 Plošná klasifikace území ČR vhodnosti využití vyššího potenciálu zemského tepla, [10] *22*

Obr. 2-8 Paralelně provozovaná výrobna v síti nn bez možnosti ostrovního provozu s možností částečné spotřeby *23*

Obr. 2-9 Paralelně provozovaná výrobna v síti nn bez možnosti ostrovního provozu s celou výrobou bez vlastní spotřeby *23*

Obr. 3-1 Průběh naměřeného činného výkonu VTE v lokalitě Oderské vrchy, el. Vestas 2MW *28*

Obr. 3-2 Průběh naměřeného činného výkonu experimentálního fotovoltaického systému (pevný a pohyblivý) na ČZU v Praze *29*

Obr. 3-3 Regulační zóny v Německu a znázornění směru výměny energie z VTE [14] *30*

Obr. 3-4 Plánované a skutečné toky na hraničních profilech PS ČR [15] *31*

Obr. 4-1 Snížení činného výkonu OZE při nadfrekvenci [8] *33*

Obr. 4-2 Zkratový příspěvek zdroje VTE, FVE *36*

Obr. 4-3 Přídavný jalový proud elektrárny při poruchách v síti *36*

Obr. 4-4 Blokové schéma systému s frekvenčním měničem v kaskádním zapojení [11] *38*

Obr. 4-5 Proudový ráz v okamžiku připojení VTE k DS (zapojení 1,2,3) [11] *38*

Obr. 4-6 Průběh fázového napětí v přípojném bodě DS v okamžiku připojení as. gen. VTE (zapojení 1,2,3) [11] *39*

Obr. 4-7 Průběh efektivní hodnoty fázového napětí (pravá osa) a účiníku (levá osa) při připojení VTE s asynchronním generátorem s kotvou nakrátko k DS (zapojení 2,3) [11] *40*

Obr. 4-8 Průběh fázového napětí U_1,U_2,U_3 (levá osa) a proudů I_1,I_2,I_3 (pravá osa) při připojení kondenzátorové baterie [11] *40*

Obr. 4-9 Vliv dodávaného výkonu z VTE na změnu napětí v přípojném bodě [11] *41*

Obr. 4-10 Vliv dodávaného výkonu z VTE na dlouhodobou míru vjemu flikru P_{lt} [11] *42*

Obr. 4-11 Zjednodušené schéma připojení VTE k paprsku a měření *42*

Obr. 4-12 Závislost odchylky napětí na dodávaném výkonu z VTE [11] *43*

Obr. 4-13 Porovnání dlouhodobé míry vjemu flikru P_{lt} v místě připojení a nadřazené rozvodně 110/22 kV v týdenním intervalu [11] *44*

Obr. 4-14 Schéma sítě po připojení posuzované FVE Sedlčany [12] *44*

Obr. 4-15 Paralelní a sériový pasivní filtr vyšších harmonických [13] *46*

Obr. 4-16 Paralelní pasivní filtr vyšších harmonických [13] *46*

Obr. 4-17 Aktivní kondicionér vyšších harmonických [13] *47*

Obr. 4-18 Koncept SmartGrid [16] *47*

Obr. 4-19 Koncept Smart Home [16] *49*

Obr. 5-1 Vývoj ceny příspěvku koncového zákazníka na podporu výroby elektřiny v OZE, KVET a druhotných zdrojů [9] *52*

Obr. 5-2 Vývoj nákladů na nákup PpS při uvažovaném rozvoji VTE a FVE ve scénáři NAP [9] *52*

Obr. 5-3 Průměrná cena primární regulace v roce 2010 [15] *54*

Obr. 5-4 Průměrná cena sekundární regulace v roce 2010 [15] *55*

Obr. 5-5 Průměrná cena terciální regulace kladné v roce 2010 [15] *56*

Obr. 5-6 Průměrná cena terciální regulace záporné v roce 2010 [15] *56*

Obr. 5-7 Průměrná cena dispečerské zálohy v roce 2010 [15] *57*

Obr. 5-8 Průměrná cena rychle startující 15-ti minutové zálohy v roce 2010 [15] *58*

Obr. 5-9 Očekávaný vývoj vícenákladů na podporu jednotlivých OZE [9] *60*

SEZNAM TABULEK

Tab. 2-1 Způsoby využití biomasy k energetickým účelům 20

Tab. 3-1 Hodnoty kapacitního faktoru pro OZE 24

Tab. 3-2 Časová proměnlivost výkonu z OZE 25

Tab. 4-1 Naměřené hodnoty P_{lt} pro jednotlivé fáze v místě připojení a v nadřazené rozvodně 43

Tab. 4-2 Napětí v uzlech a rozdíl jejich změny [12] 45

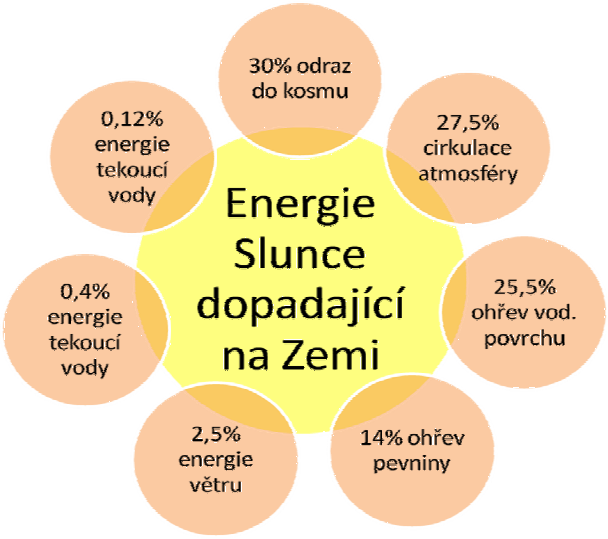
Tab. 5-1 Předpokládané vícenáklady pro ES ČR v roce 2012 vlivem připojování OZE podle scénáře NAP (pro PPI=2% a růst ceny SE=1%) [9] 59

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

ES	elektrizační soustava
DS	distribuční soustava – systém vedení 110kV, vysokého a nízkého napětí
PS	přenosová soustava – systém vedení 400kV a 220kV
FVE	fotovoltaická elektrárna
VTE	větrná elektrárna
OZE	obnovitelné zdroje energie
PPDS	Pravidla provozování distribučních sítí
PDS	provozovatel distribuční soustavy
PPS	provozovatel přenosové soustavy
ČSRES	České sdružení regulovaných elektroenergetických společností
ČEPS	ČEPS, a.s., akciová společnost provozující ze zákona přenosovou soustavu ČR
MPO	ministerstvo průmyslu a obchodu
ERÚ	Energetický regulační úřad
EGÚ	EGÚ Brno, a.s., vědeckovýzkumná, inženýrská, konzultační a realizační společnost
NAP	Národní Akční Plán – scénář vytvořený dle návrhu MPO, stanovuje cíle konečné spotřeby energie z OZE v jednotlivých sektorech
PpS	podpůrné služby (činnost elektráren k zajištění systémových služeb)
HDO	hromadné dálkové ovládání
MVE	malá vodní elektrárna
PVE	přečerpávací vodní elektrárna
PR	regulační záloha – točivá výkonová záloha, která je vyčleněna na bloku poskytujícím podpůrnou služby primární regulace f bloku
VŘ	výběrové řízení
SR	sekundární regulace
TR	terciální regulace
QS10	Rychle startující 10-ti minutová záloha
QS15	Rychle startující 15-ti minutová záloha

1 ÚVOD

Obnovitelný zdroj energie je dle českého zákona o životním prostředí (17/1992 Sb.) definován: „Obnovitelné přírodní zdroje mají schopnost se při postupném spotřebovávání částečně nebo úplně obnovovat, a to samy nebo za přispění člověka. Neobnovitelné přírodní zdroje spotřebováváním zanikají.“ [1] Pojem *obnovitelný* napovídá o tom, že využitá energie se působením fyzikálních zákonů na naší planetě opět obnoví, proto se řadí mezi *Přírodní zdroje.* Patří sem například tyto energie: větrná, solární, vodní, geotermální. Všechny tyto definice mohou být sporné, jelikož většina těchto forem energie jsou vlastně jiné formy slunečního záření dopadajícího na zem.



Obr. 1-1 Transformace sluneční energie [8]

Energie uvolňující se ve slunci jadernými reakcemi není obnovitelná. Naopak mezi *neobnovitelné zdroje energie* patří zásoby paliv, které vznikly před mnoha lety vlivem přírodních procesů a jsou uloženy v Zemi. Patří sem hlavně fosilní materiály (ropa, plyn, uhlí), radioaktivní látky, vodík

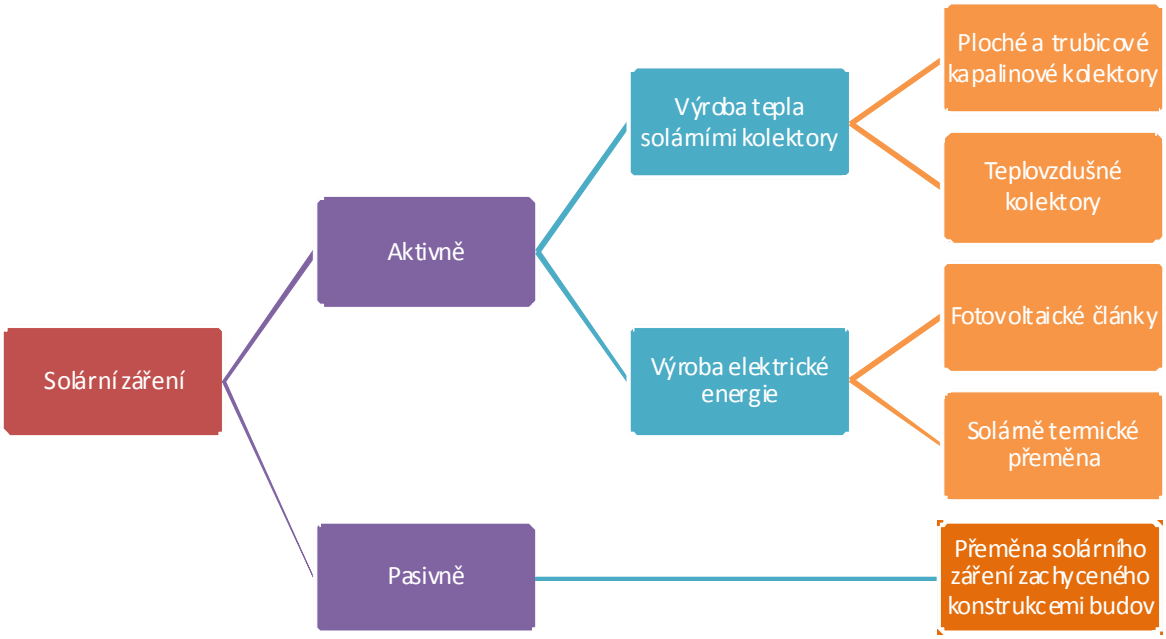
Přehled obnovitelných zdrojů [3]:

- Sluneční energie – tuto energii lze přeměňovat přímo nějakým technickým zařízením např. fotovoltaickým článkem na energii elektrickou nebo solárním kolektorem na energii tepelnou
- Biomasa – obnovitelné zdroje energie vznikající fotosyntézou. V naší republice převážně dřevo, zemědělské zbytky nebo využitelný komunální odpad
- Vodní energie – energie vázaná ve vodě v podobě kinetické energie
- Větrná energie – využití kinetické energie větru přičemž výchozí faktor je rychlost větru, která má největší vliv na celkový i využitelný výkon větru
- Geotermální energie – je teplo získávané z nitra země, které se využívá přímo ve formě tepelné nebo pro výrobu elektrické energie v geotermálních elektrárnách. Narozdíl od sluneční a větrné energie nepodléhá klimatickým podmínkám

2 UPLATNĚNÍ JEDNOTLIVÝCH DRUHŮ OZE V PODMÍNKÁCH ČR

2.1 Sluneční energie

Využití solárního záření a jeho přeměna být pasivní (prosklené fasády, zimní zahrady) nebo aktivní (solární kolektory, výroba elektrické energie), jak je znázorněno na obrázku (Obr.2.1):



Obr. 2-1 Využití solárního záření

Pasivní systémy

Mají výhodu v tom, že nepotřebují ke své funkci žádné přídavné zařízení. Využívá se záření, které dopadá do interiéru prosklenými částmi budovy a okny. Tyto tepelné zisky lze využívat vhodnou stavbou budovy (cirkulace vzduchu) nebo její dodatečnou rekonstrukcí (prosklení otevřených částí objektu). Tyto zisky lze navýšit vhodnou orientací např. na jih. Pasivní systém musí být vhodně zkombinovaný s ostatními technickými vlastnostmi objektu, jako schopnost akumulovat přebytky, izolační schopnost, regulace vytápění a v neposlední řadě i chování obyvatel domu.

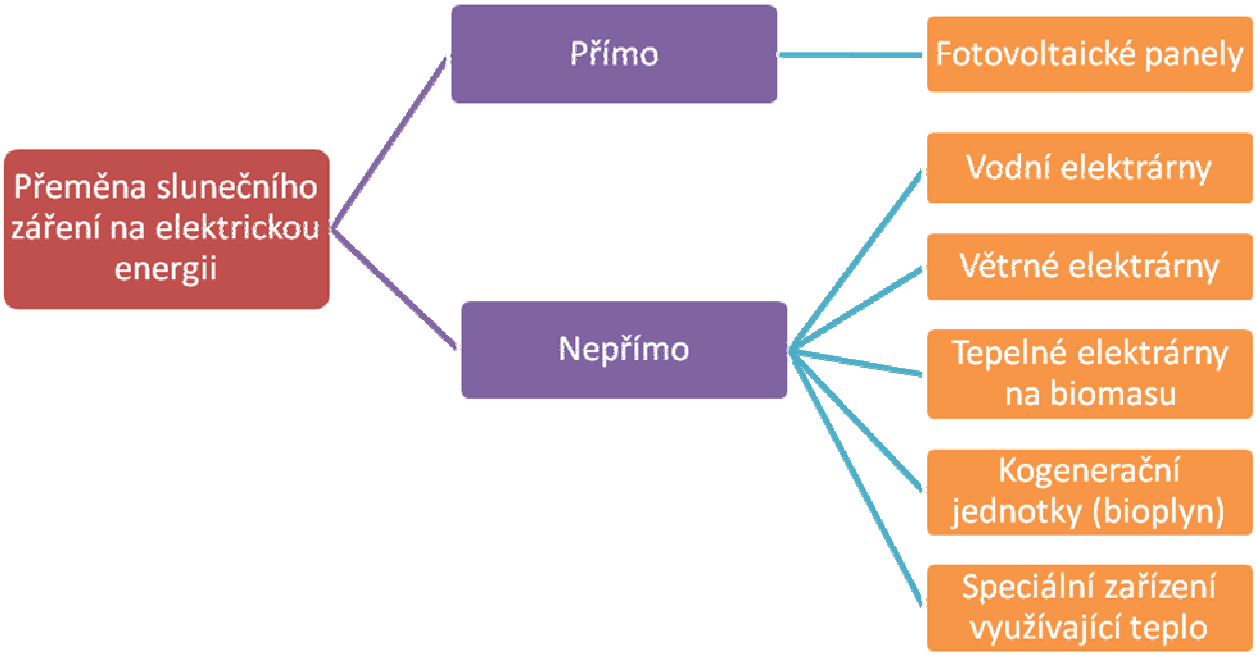
Aktivní systémy

Můžeme téměř vždy nainstalovat na již postavenou budovu. Využití je zejména pro výrobu teplé užitkové vody (TUV), ohřev bazénů a vytápění budov. Tuto energie lze akumulovat po delší dobu v zásobnících např. vodních nebo štěrkových. Tato akumulace se však stává neekonomickou, pokud její doba překročí několik dní. Proto se využívá nejčastěji krátkodobá akumulace. V našich podmínkách ČR dopadá na povrch za rok průměrně 1100 kWh/m^2 a průměrná roční výroba ze solárního kolektoru se pohybuje kolem 400kWh/m$^{2.}$ Účinnost kolektorů záleží zejména na rozdílu teplot absorbéru a okolního vzduchu, proto je problém u jednoduchých plochých kolektorů dosáhnout požadovaných teplot v mrazivých dnech. Pro toto využití je známo, že během zimy potřebujeme poměrně velkou účinnou plochu kolektorů pro

pokrytí potřeb. Naopak v létě je této energie přebytek a stačila by plocha menší a menší účinnost kolektorů. Toto se zohledňuje při ekonomickém hodnocení.

Výroba elektřiny z energie slunce

V současné době je přímá výroba elektřiny především fotovoltaickou přeměnou velice diskutovaným tématem. Mezi nepřímou přeměnu patří zařízení, která využívají energie slunce v jiné formě než slunečního záření (viz Obr. 2-3)

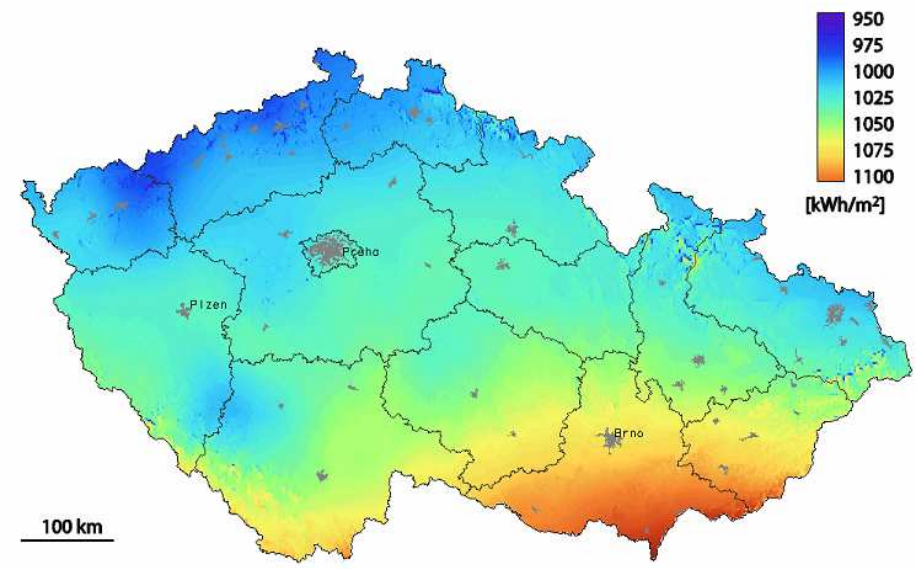


Obr. 2-2 Využití solárního záření

Fotovoltaické panely představují jednoduchý způsob přeměny slunečního záření na elektřinu. V poslední době zažívá tento způsob výroby el. energie díky výkupním cenám vysoký narůst instalovaného výkonu, který by měl po začátku roku 2011 stagnovat nebo alespoň zpomalit. Instalovaný výkon k 1.11.2010 byl asi 1000MWe. Poslanecká sněmovna se tímto problémem bude zabývat a pravděpodobně se podpora výroby z FVE od března 2011 omezí jen na fotovoltaické panely na střechách o výkonu do 30 kWp.

Lokality

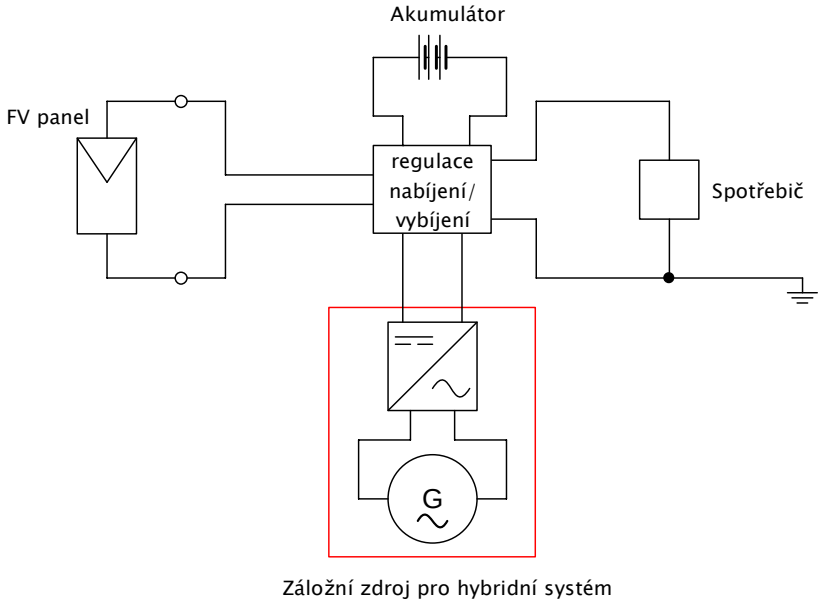
Na každý čtverečný metr území ČR dopadne v průměru ročně 950 – 1100 kWh energie (Obr. 2-). Pro celou ČR je to ročně asi 80 000 TWh sluneční energie. Jak je vidět z mapy dopadajícího slunečního záření na území ČR vhodné lokality pro výstavbu FVE jsou na jihu republiky. Toto ale není pro výstavbu projektů hlavním ukazatelem a realizace především větších elektráren je ovlivněna hlavně ekonomickou stránkou, jako je investice na nákup pozemku nebo náklady spojené s připojením k DS. Pro malé elektrárny s instalovaným výkonem jednotky kWp je výběr lokality omezen polohou objektu nebo rodinného domu, kdy investor může panely umístit na střechu nebo v blízkém okolí a výrobnu připojit do sítě nn. V tomto případě se rozhodne, jestli bude elektřinu prodávat za stanovenou výkupní cenu nebo využije zeleného bonusu a bude vyrobenou energii spotřebovávat. U velkých fotovoltaických farem se využívá zpravidla pevná výkupní cena.



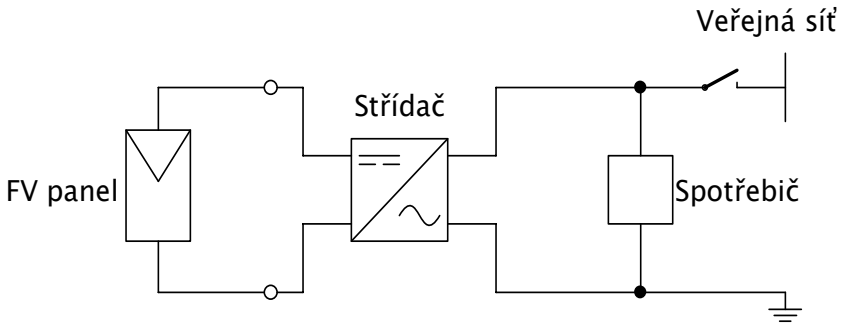
Obr. 2-3 Celkové roční dopadající sluneční záření na území České republiky (kWh/m^2)

Vyvedení výkonu do místa spotřeby

Elektrická energie z fotovoltaického systému může být **připojen do elektrické sítě (Grid ON)** což se týká výroben, které využívají zeleného bonusu nebo garantované výkupní ceny. Dále **samostatné ostrovní systémy (Grid OFF)**, které mají využití v místech, kde není v dosahu DS. Takové lokality jsou především chatové oblasti, automobilový přívěs nebo například zařízení pro veřejné služby (telefonní budky, parkovací automaty). V tomto zapojení se používají úsporné spotřebiče na ss proud a není-li požadován provoz těchto zařízení celoročně nazývá se tento ***systém s přímým napájením***. Pokud je třeba občas napájet zařízení s vysokým příkonem nebo je požadován celoroční provoz, využívá se ***hybridního ostrovního systému,*** který je schopen dodávat energii i při nedostatečném slunečním záření. Vedle fotovoltaických panelů je v systému další zdroj, který pokryje potřebu. Mohou to být větrné elektrárny, dieselgenerátor, kogenerační jednotka nebo jiné.



Obr. 2-4 Blokové schéma Samostatného systému (Grid OFF)



Obr. 2-5 Blokové schéma Systému připojeného k síti (Grid On)

2.2 Větrná energie

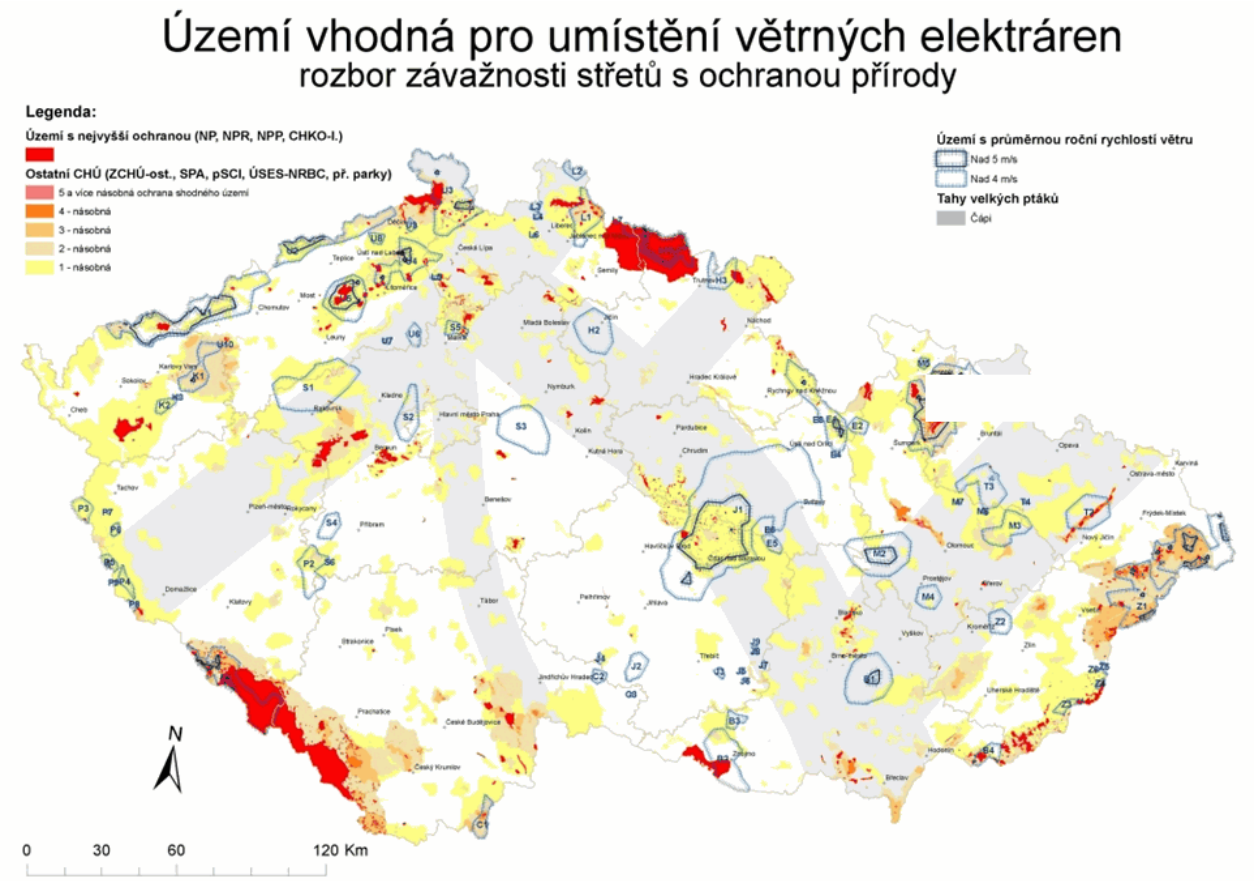
[1]Větrná energie je jedna z forem, do níž se transformuje sluneční záření, neustále dopadající na naši planetu. Vítr je proudění vzduchu, které vzniká tlakovými rozdíly mezi různě zahřátými oblastmi vzduchu v zemské atmosféře. Pod pojmem vítr se většinou rozumí horizontální složka proudění vzduchu (pokud není uvedeno jinak). Tento zdroj energie patří s fotovoltaikou z pohledu elektrizační soustavy k méně žádaným. Je to zapříčiněno především nestálostí dodávaných výkonů, které mohou způsobit zvýšení nákladů na regulaci distribuční sítě a dimenzování ochran vedení celé soustavy [2].

Některé vlivy VTE na elektrizační soustavu ČR:

- Přetěžování sítě
- Kolísání napětí (flicker)
- Změna zkratových poměrů v síti
- Útlum signálu HDO
- Pokrytí odchylek dodávky způsobených povětrnostními vlivy
- Proudy vyšších harmonických

Lokality

Česká republika není přímořskou zemí a díky tomu nastává problém s intenzitou větru a výběrem vhodné lokality pro výstavbu VTE. Ve vhodné lokalitě by se měla pohybovat průměrná roční rychlost větru nad hranicí 5 m/s a neměla by být vyšší než 25 m/s. Tyto vhodné lokality jsou vidět na (Obr. 2-7) a jedná se hlavně o pohraniční pásma Krušných hor, Jeseníku a Vysočiny. Zde nastává problém s připojením VTE k síti, jelikož tyto lokality jsou zpravidla špatně přístupné.



Obr. 2-6 Území vhodná pro umístění větrných elektráren

Připojení větrné elektrárny do elektrické sítě

Před připojením VTE nebo farmy do sítě, musí výrobce požádat o připojení a projít přihlašovacím řízením daným zákonnými normami. Podmínky pro připojení jsou dány provozovatelem DS nebo PS.

2.3 Energie vody

Vodní energie je další z forem transformovaného slunečního záření. Energii vody můžeme využívat z jejího proudění, jejího tlaku nebo obou současně. Podle tohoto způsobu využití pak rozlišujeme i použité technologie strojů. Kinetickou energii vody dnes využívají turbíny typu Bánky a Pelton. Energii potenciální pak turbíny typu Kaplan a Francis.

Podíl výroby z energie vody je v ČR velmi malá a je asi jen 2% z celkové produkce. Česká republika je svou geografickou polohou předurčena spíše pro využití malých vodních elektráren. Většina vhodných lokalit je již využita a u méně vhodných je pro investora velkým záporem dlouhá návratnost investic do realizace projektu. Zvýšení instalovaného výkonu ve VE závisí nepochybně na využití menších spádů (do 2m) a investicích do již fungujících zařízení, které pochází z velké části z první poloviny minulého století. Z energetického hlediska jsou tyto zdroje velice výhodné, protože jsou rozptýleny po celém území naší republiky, tuto energii není třeba rozvádět daleko do místa spotřeby a případný výpadek je z hlediska sítě málo významný. Jejich předností je rychlost najíždění a tímto i příznivý vliv na ES z hlediska rychlé regulace odchylek výroby a spotřeby. Pro velmi nízké spády se nabízí také využití tzv. mikroturbín s výkonem v řádech kW, které mohou nahradit dieselagregáty na odlehlých místech např. chatových oblastí.

2.4 Energie biomasy

Biomasa je substance biologického původu, která zahrnuje rostlinou biomasu pěstovanou na půdě, hydroponicky nebo ve vodě, živočišnou biomasu, vedlejší organické produkty a organické odpady. Energeticky využívaná biomasa je buď záměrně pěstovaná nebo se využívá odpadů z lesní výroby, zemědělské, potravinářské, průmyslové, komunálního hospodářství a údržby krajiny. Celý tento proces využití biomasy k výrobě elektrické energie musí odpovídat právní a technické legislativě[4].

Způsob využití biomasy k energetickým účelům:

Záleží zpravidla na fyzikálních a chemických vlastnostech použité biomasy. Způsob získávání energie z biomasy můžeme rozlišit na několik způsobů viz. tabulka

Typ konverze biomasy	Způsob konverze biomasy	Energetický výstup	Druhotná surovina
Termochemická	spalování	Teplo	popelniny
	zplyňování	generátorový plyn	dehtový olej, uhlíkaté palivo
	pyrolýza	generátorový plyn	dehtový olej, pevné zbytky
Biochemická	anaerobní fermentace	Bioplyn	fermentovaný substrát
	aerobní fermentace	Teplo	fermentovaný substrát
	alkoholová fermentace	etanol, metanol	vykvašený substrát
fyzikálně-chemická	esterifikace bioolejů	metylester biooleje	glycerin

Tab. 2-1 Způsoby využití biomasy k energetickým účelům

Biomasa využitelná k energetickým účelům:

- Biomasa záměrně produkovaná k energetickým účelům
    - Energetické plodiny lignocelulózou – energetické dřeviny (vrba, topol a další stromové dřeviny), obiloviny (celé rostliny), travní porosty (trvalé travní porosty), ostatní rostliny (šťovík krmný, sléz, topolovka)
    - Energetické plodiny olejnaté (řepka olejka, slunečnice, len)
    - Energetické plodiny škrobo-cukernaté (brambory, cukrová řepa, zrno obilí, kukuřice)
- Biomasa odpadní
    - Rostlinné zbytky ze zemědělské prvovýroby a údržby krajiny (sláma, zbytky po likvidaci křovin)
    - Odpady z živočišné výroby (exkrementy z chovu zvířat, zbytky krmiv)
    - Komunální organické odpady (kaly z odpadních vod, odpadní organické hmoty)
    - Organické odpady z průmyslové a potravinářské výroby (odpady z jatek, mlékáren, lihovarů, dřevařských provozů)
    - Odpady z lesního hospodářství (kůra, větve, pařezy, kořeny)

Využití bioplynu:

Bioplyn vzniká anaerobní fermentací vlhkých organických materiálů - mikrobiální rozklad organických látek bez přítomnosti kyslíku se současným vznikem bioplynu.

- Přímé spalování a ohřev teplonosného média (topení, chlazení, sušení, ohřev užitkové vody)
- Výroba elektrické energie a ohřev teplonosného média (kogenerace)
- Pohon spalovacích motorů nebo turbín pro získání mechanické energie (pohon mobilních energetických prostředků)
- Neenergetické využití bioplynu (chemická výroba sekundárních produktů z bioplynu)

Lokality:

Využitelný potenciál biomasy v České republice není zdaleka vyčerpán. V ČR asi 0,5 mil. ha půdy leží ladem a pokud zemědělci již biomasu pěstují, tak ji vyváží do zahraničí, kde je výkupní cena mnohem vyšší než u nás a hojně dotovaná nebo do velkých výrobních provozů. Dalším velice významným faktorem je náročná doprava v některých lokalitách, sběr, úprava a skladování. Pěstování biomasy má také svoje zápory a jsou to hlavně obavy, že toto odvětví naváže na již velmi známý boom ve fotovoltaice. Přílišná podpora by mohla vést ke zdražení potravin a biomasy pro domácnosti, které již investovali do zařízení pro vytápění

Výroba elektřiny z biomasy:

Teoreticky lze pro výrobu elektřiny využít všechny formy biomasy, ale nejrozšířenější je její spalování buď čisté biomasy nebo spoluspalování, které se uplatňuje např. v elektrárnách Hodonín, Tisová, Dvůr Králové, Poříčí. Dalším způsobem je spalování biomasy a bioplynu v malých kogeneračních jednotkách, které mohou dosáhnout účinnosti 80-90%.

2.5 Geotermální energie

Tato energie je produktem pochodů v zemské kůře. Z nitra Země je uvolňován tepelný tok směrem k povrchu o průměrné hodnotě 57 mW/m^2. Využívání této energie se jeví jako velice perspektivní způsob. Potenciál využití této energie v naší republice určitě je, ale je mnoho omezujících faktorů. [10]

Nárůst teploty směrem do hloubky (cca 30ºC na 1 km hloubky) je ovlivněn typem a vodivostí hornin, prouděním podzemní vody atd., ve vulkanicky aktivní oblasti se zmenšenou mocností zemské kůry je hodnota tepelného gradientu [$ºC \cdot km^{-1}$] až 50-70 $ºC \cdot km^{-1}$.

Současné geotermální hodnocení území ČR a geofaktory pro využití geotermální energie:[10]

Pozitivní:

- Přítomnost struktur, zejména zlomových, hlubšího dosahu, které představují přednostní úseky proudění tepla z hloubky
- Relativně nižší nadmořská výška a menší členitost reliéfu
- Přítomnost hornin se zvýšenou radioaktivitou
- Území s recentní hydrogeotermální aktivitou a s přívodními drahami hydrotermálních vod

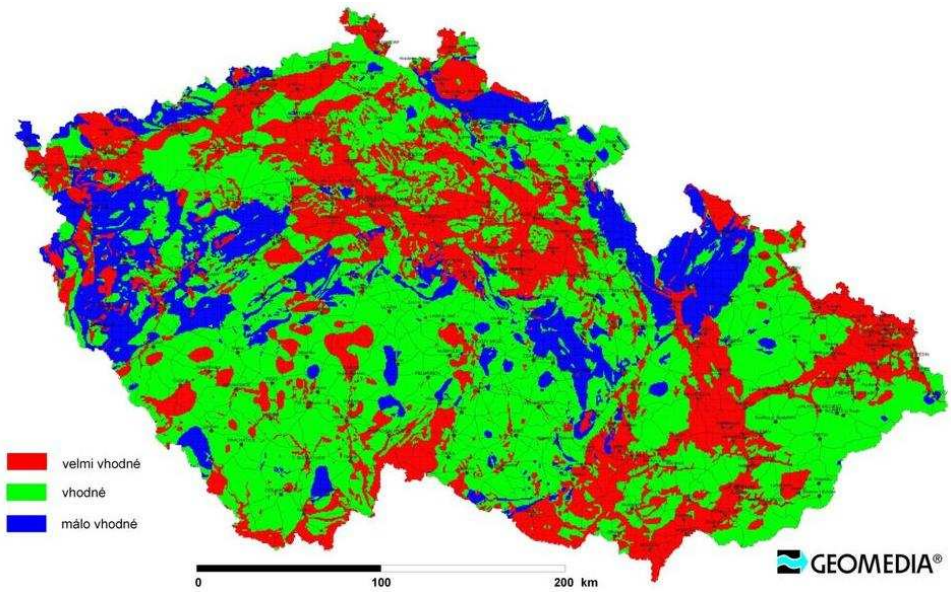
- Území s fosilní geotermální aktivitou, (teploty těchto roztoků se pohybují do 180ºC)
- Území prohřáté vulkanickými procesy, zejména neovulkanickými, a místa přívodních drah i výskytů neovulkanitů (magmatické horniny)

Negativní:

- Oblasti větší mocnosti kůry
- Polohy na úbočích a vrcholových partiích hor, vyšší členitost reliéfu
- Přítomnost metamorfitů (horniny přizpůsobující se změněným tlakům a teplotám) s izolačními vlastnostmi

Z tohoto hodnocení jsou známé nejvhodnější oblasti a struktury pro využití geotermální energie: [10]

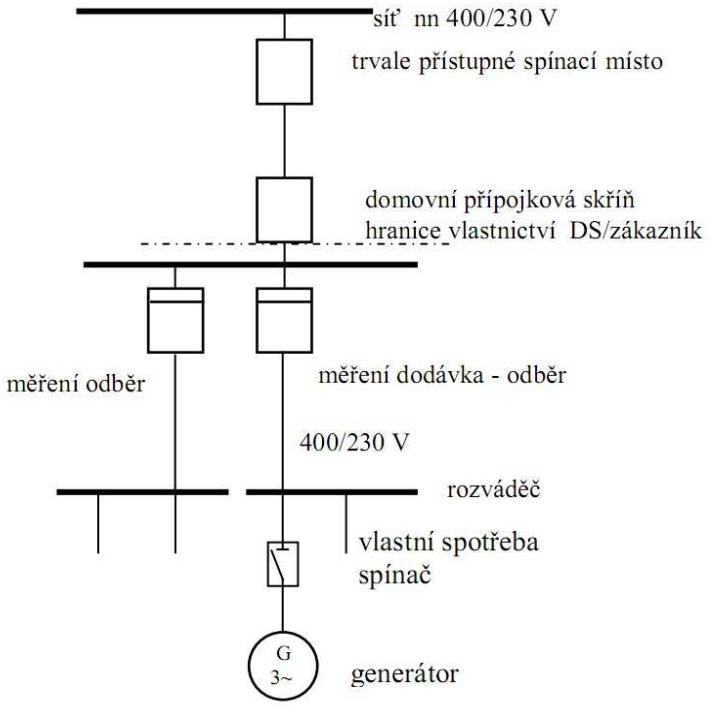
Doupovské vrchy, Jáchymov, Boží Dar, Zlatý kopec, Potůčky, chebská pánev, plzeňská pánev, labská zóna Ústí nad Labem, Děčín, křídová pánev v Českém Středohoří, Podkrkonoší, Polická pánev, západní svahy Orlických hor, Železné hory, Severomoravský úval, Ostravsko, Paskova, Vídeňská pánev



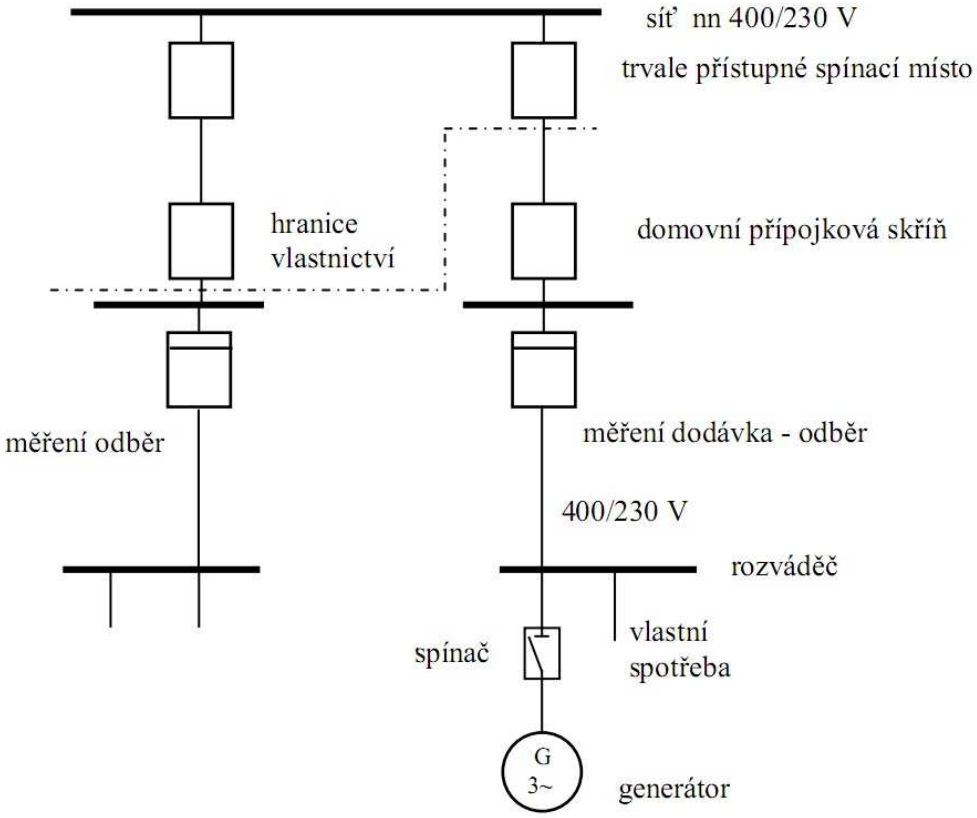
Obr. 2-7 Plošná klasifikace území ČR vhodnosti využití vyššího potenciálu zemského tepla, [10]

2.6 Způsob připojení výrobny OZE do DS

- Výrobce s licencí, který chce uplatňovat cenové zvýhodnění výroby pro část spotřebovanou a část dodanou do DS musí zajistit připojení podle (obr. 2-9) a obě měření musí být průběhová.[7]
- Výrobce s licencí, který chce uplatnit celou výrobu jako dodanou do DS musí zajistit připojení podle (Obr. 2-10).[7]



Obr. 2-8 Paralelně provozovaná výrobna v síti nn bez možnosti ostrovního provozu s možností částečné spotřeby



Obr. 2-9 Paralelně provozovaná výrobna v síti nn bez možnosti ostrovního provozu s celou výrobou bez vlastní spotřeby

3 VYHODNOCENÍ DODÁVANÉHO VÝKONU V ČASE S OHLEDEM NA SPOLEHLIVOST DODÁVKY

OZE můžeme rozdělit z pohledu jejich vlivu na napájecí síť podle využití jejich výkonu, charakteru jejich výkonu proměnného v čase a podle druhu generátoru, který je připojený k elektrické síti přímo[5].

3.1 Kapacitní faktor

Je to nástroj používaný pro porovnání jednotlivých zdrojů energie. Vyjadřuje ekvivalentní dobu provozu s plným instalovaným výkonem za rok. Tímto se přepočítává reálná doba provozu konkrétního zařízení, jehož výstupní výkon se mění od 0 do 100% jmenovité hodnoty na dobu provozu s 100% zatížením vyjádřenou v hodinách za rok. Podíl této hodnoty a počtu hodin za rok (8760) vyjadřuje kapacitní faktor [5]. Jako příklad je uveden výpočet kapacitního faktoru malé vodní elektrárny:

$$f_{MVE} = \frac{4000}{8760} \cdot 100 = 45\%, \tag{3.1}$$

Druh obnovitelného zdroje	Kapacitní faktor	Ekvivalent doby provozu s plným výkonem
Spalování biomasy	85%	~7500 hod/rok
Bioplynové stanice	90%	~8000 hod/rok
Malé vodní elektrárny	45 - 50%	~4000 - 4380 hod/rok*
Větrné elektrárny	17 - 30%	~1500 - 2600 hod/rok*
Fotovoltaické elektrárny	9,7 - 11%	~850 - 1000 hod/rok*

Tab. 3-1 Hodnoty kapacitního faktoru pro OZE

3.2 Časová proměnlivost výkonu

Dle rychlosti změn výstupního výkonu během jedné hodiny lze jednotlivé obnovitelné zdroje energie rozdělit dle údajů uvedených v následující tabulce [5].

Druh obnovitelného zdroje	Rychlost změny
Spalování biomasy	Výstupní výkon se během hodiny mění v rozmezí 70 - 100 %, během minuty o jednotky % jmenovitého výkonu
Bioplynové stanice	
Malé vodní elektrárny	
Větrné elektrárny	Výstupní výkon se během jedné hodiny může měnit od 0 do 100%, během jedné minuty o desítky % jmenovitého výkonu
Fotovoltaické elektrárny	Výstupní výkon se během jedné hodiny může měnit od 20 do 100%, během jedné minuty o desítky % jmenovitého výkonu

Tab. 3-2 Časová proměnlivost výkonu z OZE

Z tabulky 2.1 je vidět že časová proměnlivost u spalování biomasy, bioplynu a malých vodních elektráren je oproti VTE a FVE mnohem menší, proto mají pro ES příznivý vliv a pomáhají regulovat poklesy, které způsobují především FVE a VTE.

3.3 Spolehlivost dodávky v distribučních sítích

Srovnávání spolehlivosti distribučních sítí nebo jejich částí je v zájmu mnohých distribučních společností i regulačních úřadů. Toto srovnání je ale problematické a to hlavně v případech, kdy vyhodnocování nasbíraných dat o spolehlivost DS ovlivňuje hospodaření distribučních společností. Tyto problémy lze rozdělit do dvou kategorií [18].

- Záznam dat o přerušení a jejich vyhodnocení (nejednotnost používaných metodik)
- Charakter sítě a její vystavení vnějším vlivům

Regulace nepřetržitosti dodávky:

Regulace pobídek týkající se kvality by mohlo zajistit, že snižování nákladů prostřednictvím režimů cenového stropu nebude negativně ovlivňovat úroveň kvality. Zvýšená pozornost zaměřená na regulaci kvality pobídkami má kořeny nejen v riziku zhoršení kvality následkem tlaku na snižování nákladů u cenového stropu, ale také ve zvyšování požadavků zákazníků na vyšší kvalitu služeb.

V distribučních sítích se omezení investic neprojeví na spolehlivosti sítě okamžitě, ale s určitým časovým zpožděním. Taktéž náprava a investice do stavu sítě trvá delší dobu. Z tohoto důvodu je kvalita služeb regulována po více než jedno regulační období. Regulátoři využívají k dosažení cílů (zlepšení úrovně nepřetržitosti, dosažení přijatelné sociálně ekonomické úrovně nepřetržitosti) nástroje regulace [18]:

- **Přímé ekonomické nástroje**

  -standardy nepřetržitosti dodávky spojené s penalizacemi, bonusy nebo pobídkami

- **Nepřímé nástroje**

  -zveřejňování srovnávacích studií kvality dodávky

  -povinnost při nedostatečné úrovni spolehlivosti v síti realizovat rozvojové programy

Aplikace těchto nástrojů regulace nebo jejich kombinace vede ke dvěma základním přístupům k regulaci nepřetržitosti dodávky:

- **Orientace na kvalitu dodávky**

  - posuzování základních ukazatelů spolehlivosti u jednotlivých odběratelů (vyžaduje sledování všech odběratelů)

- **Orientace na kvalitu soustavy**

  - zaměření na nepřetržitost provozu soustavy jako celku a vyhodnocení zvolených ukazatelů (snazší než u jednotlivých odběratelů)

Nejvýznamnějšími nástroji regulace nepřetržitosti jsou standardy nepřetržitosti dodávky. Tyto standardy stanovuje regulační úřad. Pokud má ukazatel hodnotu mimo stanovený interval a

je horší, pak je uvalen na distribuční společnost finanční postih. Je li hodnota lepší než stanovená obdrží bonifikaci. Každý standard nepřetržitosti dodávky má obecně tři atributy [18]:

- posuzované ukazatele spolehlivosti
- limity každého z posuzovaných ukazatelů
- ekonomická vazba

Na základě posuzovaných ukazatelů jsou rozlišovány standardy:

- zákaznický standard nepřetržitosti dodávky (dle PPDS př.2 *garantovaný standard*, formulace jsou uvedeny v §2, odst. 1, vyhlášky č 306)

  - posuzuje se základní ukazatel spolehlivosti. Je určen pro ochranu jednotlivých zákazníků a stanoví minimální úroveň kvality dodávky, která má být dodržena u každého jednotlivého zákazníka na posuzované napěťové hladině a v definované oblasti sítě. Je zpravidla spojen s penalizacemi, které jsou vypláceny ročně distribuční společností zákazníkům, u kterých byl překročen limit.

- systémový standard (dle PPDS př.2 *obecný standard*, podle §3, odst. 1, vyhlášky 306)

  - posuzuje se agregovaný ukazatel spolehlivosti. Definuje úroveň kvality pro určitou napěťovou hladinu a určitou oblast sítě. Je používaný jako nástroj pro zlepšování síťového celku.

Garantované standardy týkající se nepřetržitosti dodávky podle vyhlášky č. 540/2005 Sb.:

- standard obnovy přenosu nebo distribuce elektřiny po poruše
- standard dodržení plánovaného omezení nebo přerušení distribuce elektřiny
- standard výměny poškozené pojistky

Obecný standard je zaveden pouze jediný vyhláškou č. 540/2005 Sb.

- standard plynulosti přenosu nebo distribuce elektřiny

Ukazatele spolehlivosti, které jsou v následujícím odstavci popsány, jsou určeny speciálně pro DS a používají se pouze pro tyto sítě. Pro výpočet se zahrnují pouze **dlouhodobá přerušení (**$t_i \geq 3\,\mathrm{min}$ **)** a ukazatelé spolehlivosti DS dělíme [18]:

Základní ukazatele určují spolehlivost dodávky elektrické energie lokálně u o-tého odběratele. ***Souhrnná doba trvání*** přerušení u odběratele v určeném období (rok) se vypočte pomocí počtu přerušení u tohoto odběratele n_0 za určené období (rok) a $t_{i.o}$ doby trvání i-tého přerušení v určeném období u o-tého odběratele:

$$t_{s,o} = \sum_{i=1}^{n_O} t_{i,o} \,, \tag{3.2}$$

Průměrná doba trvání jednoho přerušení u o-tého odběratele v určeném období (rok):

$$t_{p,o} = \frac{t_{s,o}}{n_o}, \tag{3.3}$$

Tyto ukazatele charakterizují dodávku u jednotlivých odběratelů, tedy z pohledu zákazníků. Analogický je i výpočet souhrnné doby trvání přerušení a průměrné doby trvání jednoho přerušení v u-tém uzlu sítě, kde se ve vztazích 3.1 a 3.2 zamění index o-odběratel za u-tý uzel.

Chceme-li získat pohled na spolehlivost dodávky jako celku nebo její části, vypočítáváme tzv. agregované ukazatele spolehlivosti dodávky. Tyto ukazatele mají většinou podobu průměrné hodnoty a mezi nejobvyklejší globální ukazatele patří:

- ukazatel průměrné systémové četnosti přerušení SAIFI (system average interruption frequency index):

$$SAIFI = \frac{\sum_u n_u \cdot O_u}{O_G} = \frac{\sum_o n_o}{O_G}, \tag{3.4}$$

O_u … počet odběrných míst v u-tém uzlu

O_G … celkový počet odběrných míst v síti

n_o …. počet přerušení u o-tého odběratele, kde se sumace provádí přes všechny uzly tedy přes všechny odběratele

- ukazatel průměrné systémové doby trvání přerušení SAIDI (system average interruption duration index):

$$SAIDI = \frac{\sum_u t_{s,u} \cdot O_u}{O_G} = \frac{\sum_o t_{s,o}}{O_G}, \tag{3.5}$$

- ukazatel průměrné doby trvání přerušení u odběratele CAIDI (customer average interruption duration index):

$$CAIDI = \frac{\sum_u t_{s,u} \cdot O_u}{\sum_u n_u O_u} = \frac{\sum_o t_{s,o}}{\sum_o n_o} = \frac{SAIDI}{SAIFI}, \tag{3.6}$$

Někdy je díky nedostatku dat znemožněn výpočet podle vztahů pro ukazatele SAIFI, SAIDI a CAIDI. Hodnoty těchto ukazatelů by pak vedly k odlišným hodnotám, které by byly těžko porovnatelné v širším měřítku. Proto jsou někdy jednotlivá přerušení hodnocena podle *počtu postižených stanic (transformátorů)* nebo *nedodaného výkonu*.

- díky citlivosti odběrů na **krátkodobá přerušení (**$t_i < 3\,\mathrm{min}$**)**, která stále narůstá, došlo k zavedení dalších ukazatelů. Obvyklým je ukazatel průměrné četnosti krátkodobých přerušení MAIFI (momentary average interruption frequency index), který se řadí také mezi agregované ukazatele:

$$MAIFI = \frac{\sum_o n_o^{(kr)}}{O_G}, \tag{3.7}$$

$n_o^{(kr)}$ … počet krátkodobých přerušení u o-tého odběratele v daném období (rok)

- další důležitý ukazatel spolehlivosti je pravděpodobně nedodaná elektrická energie pro o-tý odběr, kde z četnosti přerušení vychází vztah:

$$W_{ned,o} = \frac{n_o \cdot t_{p,o} \cdot T_{u,o} \cdot P_{\max,o}}{T_s}, \tag{3.8}$$

$t_{p,o}$ … průměrná doba trvání přerušení

$T_{u,o}$ … doba užívání maxima

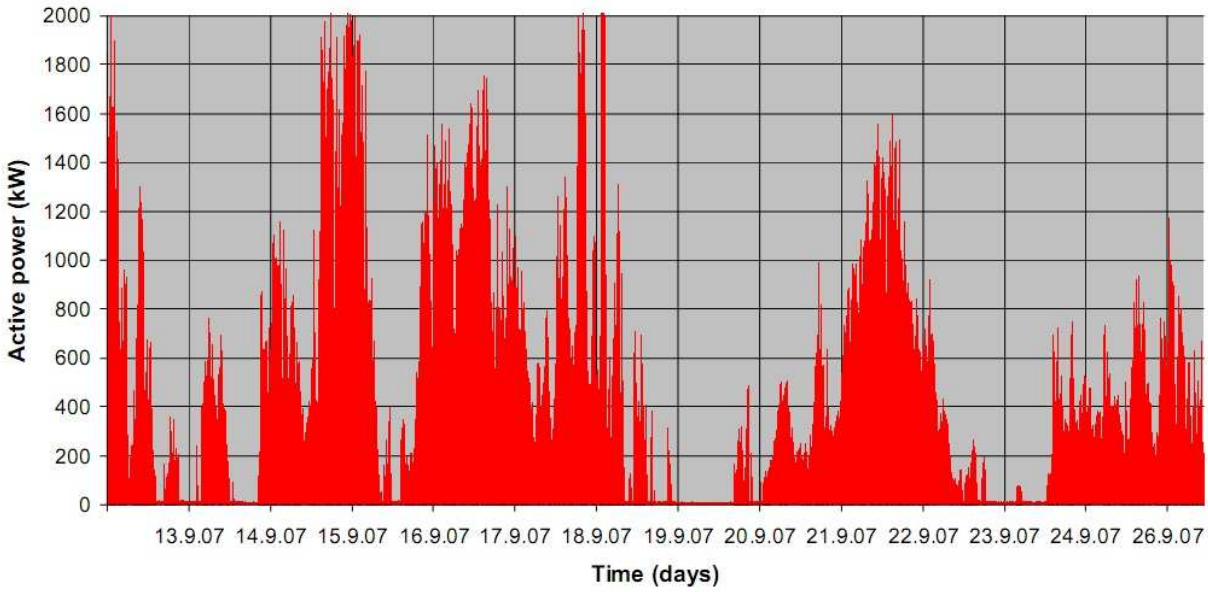
T_s … doba, za kterou je $W_{ned,o}$ určována

$P_{\max,o}$ …maximální odebíraný výkon

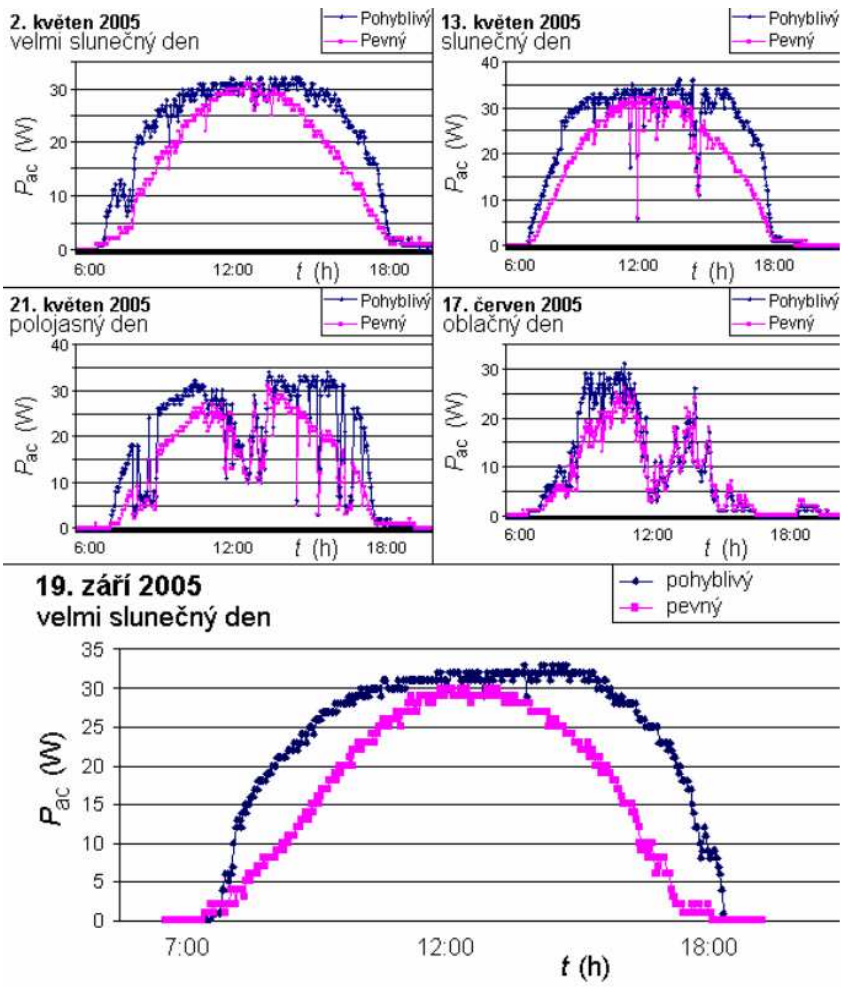
n_o … četnost přerušení

3.4 Vliv dodávaného výkonu z OZE na ES ČR

Na (Obr. 3-1) je zobrazen průběh výroby z větrné elektrárny provozované v lokalitě větrné farmy Veselí u obce Dobešov, Oderské vrchy. Toto měření bylo provedeno pomocí analyzátoru kvality elektrické energie BK-505. Toto měření bylo provedeno pro porovnání naměřených hodnot se simulátorem větrných elektráren, který je vyvíjen na VŠB-TU v Ostravě [6]. Na (Obr.3-2) jsou vidět průběhy vyráběného výkonu z experimentálního fotovoltaického systému na ČZU v Praze. Dodávaný výkon je silně závislý na oblačnosti a jak je vidět i pohyblivý stojan fotovoltaického panelu nemůže ovlivnit rapidní propady v dodávce a v některých případech dokonce i zhoršit.



Obr. 3-1 Průběh naměřeného činného výkonu VTE v lokalitě Oderské vrchy, el. Vestas 2MW



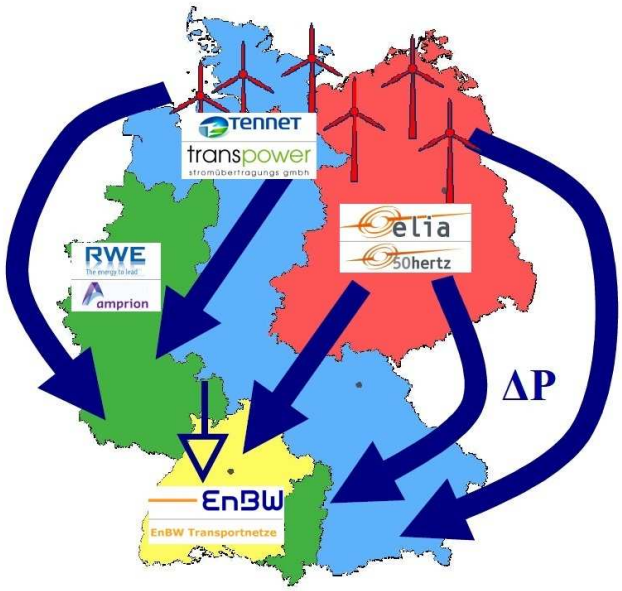
Obr. 3-2 Průběh naměřeného činného výkonu experimentálního fotovoltaického systému (pevný a pohyblivý) na ČZU v Praze

Díky nastavení systému dotací v EU dochází v posledních letech v Evropě k velkému rozvoji OZE. K výraznému ovlivnění poměrů v přenosových soustavách dochází díky vysokým instalovaným výkonům těchto zdrojů nejen v České republice. V současné době jsou významným zdrojem na evropské úrovni větrné elektrárny, které se vyznačují vysokou variabilitou výroby závislou na počasí. Variabilita výroby spočívá ve vysokých rozdílech vyráběného výkonu v časovém rozmezí hodin a dnů. Kvůli ekologickému přínosu musí být energie z OZE přednostně odebírána na úkor ostatních druhů elektráren. Z hlediska řádově hodin tu však vzniká potřeba vyšších rezerv regulačního výkonu a tím i samozřejmě náklady na podpůrné služby pro udržení kvality kmitočtu v síti. Pro odhadnutí velikosti podpůrných služeb se využívá predikce výroby VTE a na základě tohoto odhadu se určí plány výrob klasických zdrojů a regulační energie. Nepřesnosti predikce a následně rozdíly výkonu dorovnává provozovatel přenosové soustavy pomocí regulační energie.

Dalším vlivem VTE na přenosovou soustavu je přenos energie vyrobené v těchto zdrojích do místa spotřeby. Díky koncentraci instalovaného výkonu větrných parků v jednom místě, které nabízí příznivé povětrnostní podmínky, dochází k určitým problémům s přenosem. V Evropě mají největší instalovaný výkon ve VTE Německo (cca 27 000MW) a Španělsko (cca 21 000MW). Instalovaný výkon v ČR byl k 1.4.2011 215MW. Instalovaný výkon v ČR je z hlediska přenosové soustavy doposud nízký a nemá vážný vliv na změnu toků. ES ČR je díky

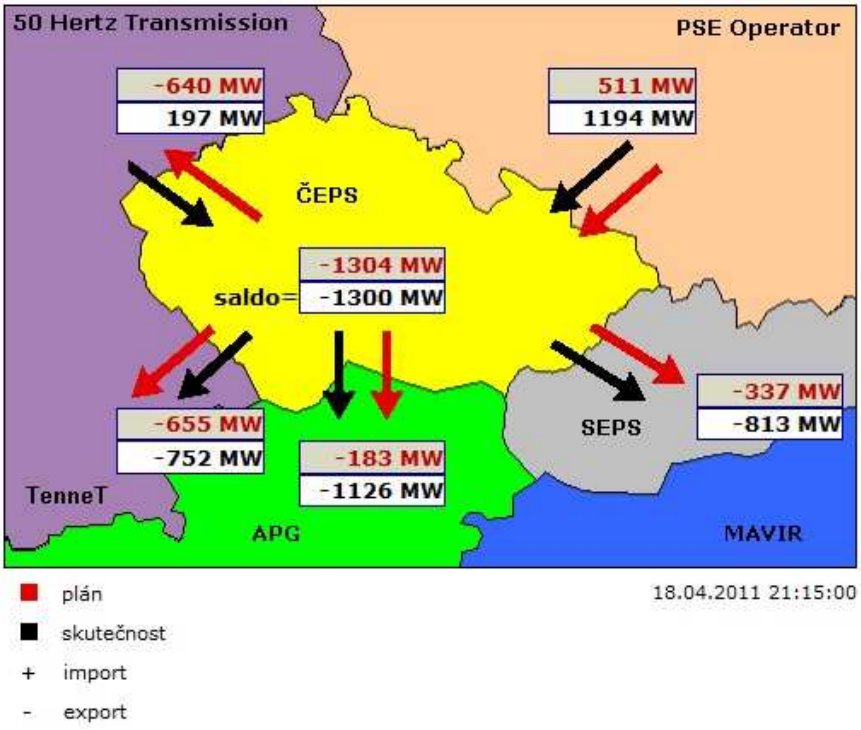
své poloze tranzitní soustavou a díky tomu je značně ovlivňována okolními soustavami. Díky VTE připojených do německé ES, které představují polovinu instalovaného výkonu v Evropě. Tyto elektrárny jsou díky vhodným povětrnostním podmínkám soustředěny na severu Německa.

V Německu zajišťují provoz přenosových soustav operátoři: Tennet Transpower (dříve E.ON Netz GmbH), 50 Hertz Transmission (dříve Vattenfall europe Transmission GmbH), RWE Transportnetz Strom GmbH a EnBW Transportnetze AG. Instalovaný výkon VTE v této zemi je mezi tyto operátory rozdělen přibližně 40% 50hertz, 40% Tennet Transpower, 18% RWE a 2% EnBW [14]. Z důvodu koncentrace VTE na severu v regulačních zónách 50herzt, Tennet Transpower dochází k transportu vyrobené energie do zbývajících zón na základě určených kvót podílu na spotřebě, jak je vidět na obr. 3-3.



Obr. 3-3 Regulační zóny v Německu a znázornění směru výměny energie z VTE [14]

Tato výměna způsobuje vysoké tranzitní toky napříč německou soustavou na jih, ale také způsobuje paralelní toky přes okolní soustavy Obr. 3-3. Díky těmto tranzitním tokům dochází k nárůstu zatížení přenosových prvků a s tím spojené nedodržení kritéria N-1. Důvodem tohoto přetěžování je nedostatečné propojení severu a jihu německé soustavy, protože časová náročnost výstavby větrných parků a nových vedení se diametrálně liší. Díky tomuto se výkon vyrobený ve VTE na severu Německa přelévá přes okolní soustavy a způsobuje již zmíněné problémy. Při větrném počasí dochází k nadbytkům elektrické energie a její cena v těchto chvílích klesá. Tohoto poklesu využívá Švýcarsko a Rakousko. Rakousko je navíc součástí německého trhu, a proto nejsou žádné překážky ve formě příhraničních kapacit při nákupu levné elektřiny z Německa. Švýcarsko má s Německem 14 přesraničních vedení, což je silné elektrické propojení. Sečteme-li import Rakouska a Švýcarska, dochází k výraznému zesílení kruhových toků ze severu na jih přes okolní soustavy. Přechod energie z VTE je v přenosové soustavě ČR lze dobře pozorovat na přeshraničním profilu s 50hertz, kdy se otočí směr toku na vedeních V445 a V446 (Röhrsdof – Hradec Východ) směrem do České republiky. Při bezvětří je tok směrem z ČR. Tuto situaci lze dobře pozorovat na obr. 3-4, který pochází z online dat provozovatele ES ČR (www.ceps.cz). Na profilu s 50 Hetz je jasně vidět obrácený skutečný tok (černá šipka) oproti plánovanému toku (červená šipka). Dále je vidět zvýšený tok z Polska.



Obr. 3-4 Plánované a skutečné toky na hraničních profilech PS ČR [15]

Tyto neplánované toky mají za následek vyšší přenášený výkon a vyšší zatížení profilů vedoucích do Tennet a do Rakouska. Tento přenášený výkon sebou nese vyšší zatížení prvků přenosové soustavy ČR, zvýšení ztrát a možný vznik provozně nepříznivých stavů. Tato situace je způsobena výrobou ve VTE na severu Německa. Příčinou celé situace je tedy nedostatečné propojení soustavy na severu a jihu Německa.

4 ZPŮSOB PROVOZU OZE Z HLEDISKA POŽADAVKŮ NA REGULACI A ŘÍZENÍ CHODU ES

Distribuční sítě jsou konstruovány pro přenos energie ze soustavy nadřazené do místa spotřeby (konečný zákazník). Pro tuto konstrukci je také navržena regulace napětí a ochrany. Provozovatel DS je povinen zajistit požadovanou kvalitu elektřiny a zajistit bezpečný provoz. Díky těmto požadavkům vznikla pravidla pro připojení k DS a její užívání. Díky velkému rozvoji především FVE a VTE jsou tyto přenosy energie ohroženy a díky paralelnímu připojování těchto výroben do DS je třeba hledat vhodné přípojné místo. Toto místo je po zhodnocení síťových poměrů a parametrů elektrárny stanoveno provozovatelem této sítě. Tím má být zajištěno, že vlastní výrobna bude provozována bez rušivých účinků a neohrozí napájení dalších odběratelů.

U zdrojů využívajících OZE je největším problémem predikce výroby a tím i plánovaná výroba v delším časovém horizontu. Vzhledem k výši instalovaného výkonu v FVE a VTE, které jsou velice těžko předvídatelné i v jejich okamžitém dodávaném výkonu. Tyto změny mohou ohrozit provoz DS. Díky tomu mají investoři čím dál častěji problém s připojením nových zdrojů do DS a pro připojení do PS jsou pravidla ještě přísnější. Čím dál větší počet připojených výroben zvyšuje riziko, že se některé negativní vlivy projeví a způsobí v DS problémy a pokud je provozováno více těchto zdrojů v jedné části sítě, je třeba uvažovat, že se tyto vlivy mohou sečíst. V tomto případě je možnost instalace např. síťových filtrů na vyšší harmonické. Pro posouzení připojení malých zdrojů energie slouží normy energetiky **PNE 33 3430** *Parametry kvality elektrické energie* dále Příloha 4 **PPDS**: *Pravidla pro paralelní provoz zdrojů se sítí provozovatele distribuční soustavy, Dodatek 01/2010* a Kodex přenosové soustavy část IV.

Pro bezproblémový provoz ES je hlavní podmínkou její regulace. Na pokrytí odchylek způsobených nerovností výroby a spotřeby v daném okamžiku je třeba využívat jinou energii regulační. Jedná se především o podpůrné služby, které zprostředkovává provozovatel ES. Regulace probíhá jako kladná (reguluje se nedostatek energie) a záporná (reguluje se přebytek energie). Masivním nasazením OZE především VTE a FVE má díky kolísání dodávaného výkonu již dnes negativní dopad na ES. Ostatní elektrárny musí tak vyrovnávat nejen kolísání odběru, ale i tento kolísavý dodávaný výkon. Vzhledem k tomu, že se energie v soustavě každou hodinu nakupuje od stabilních zdrojů, které mohou svůj výkon zvýšit nebo snížit vzrůstá důležitost krátkodobého trhu a tohoto obchodování po hodinách. Při tomto obchodu musí samozřejmě platit, že každou hodinu se nabídka rovná spotřebě. Následné odchylky se řeší pomocí rychlých špičkových záloh, nákupem energie na volném trhu nebo importem. Při pokrývání těchto vznikajících odchylek hrají významnou roli přečerpávací vodní elektrárny, které jsou pro špičkovou regulaci nejvhodnější. Proto se jeví kombinace OZE a přečerpávací vodní elektrárny jako vhodné řešení. Nemožnost dlouhodobých předpovědí výroby z VTE a FVE znemožňuje uzavírání kontraktů v delším časovém horizontu. Dále se tento dodávaný výkon odráží na velikosti odchylek a tím i množství regulační energie. Pro pokrytí kolísání výroby z OZE nebo výpadku což je při rychlých změnách klimatu pravděpodobné musí být v konvenčních elektrárnách udržována tzv. točivá záloha. To znamená, že bloky určeny pro regulaci jsou v danou chvíli provozovány jen na 50 až 70% jmenovitého výkonu, aby mohly rychlým navýšením výroby vyrovnat např. výpadek VTE nebo FVE. Tento provoz bloků na 70% jejich jmenovitého výkonu má za následek zvýšení měrné spotřeby paliva o 6 až 7% a výrobní náklady o cca 30%. Na 50% jmenovitého výkonu je to pak zvýšení měrné spotřeby paliva o 13 až 17% a výrobní náklady cca o 50%. Díky tomu se velmi zvyšují náklady na provoz těchto elektráren

s točivou rezervou, další náklady jsou výkupní ceny z OZE a v neposlední řadě jsou to náklady na ztráty v ES. V současné době nejsou v ES žádné regulační alternativy a budou se nadále využívat díky své dynamice plynové, parní elektrárny a přečerpávací vodní elektrárny.

4.1 Požadavky na provozování zdrojů paralelně s DS

Tyto požadavky jsou uvedeny v Pravidlech provozování distribučních soustav (PPDS) Příloha 4 a podrobně k obnovitelným zdrojům v Dodatku k PPDS 01/2010. V následujících odstavcích jsou uvedeny některé požadavky především z hlediska regulace napětí, frekvence a dodávaného výkonu do DS. [8]

- **Zásady podpory sítě**

Výrobní zařízení připojená do sítí vn s výkonem nad 100 kVA a všechna připojená do sítí 110 kV se musí při dodávce podílet na udržování napětí. Rozlišuje se na statickou a dynamickou podporu sítě. Požadované hodnoty a charakteristiky pro podporu sítě udává PDS a dodržování těchto zadaných hodnot zajišťuje automatické řízení ve výrobně.

Statickým řízením napětí se myslí udržování napětí v síti vn ve smluvně stanovených mezích za normálního provozu v síti při pomalých změnách napětí.

Dynamická podpora sítě je udržování napětí při poklesech napětí v síti vvn a zvn a zamezení nežádoucímu odpojení výkonů napájejících sítě vn. Výrobny musí být technicky schopné zůstat připojené i při poruchách v síti. Toto se týká všech druhů zkratů.

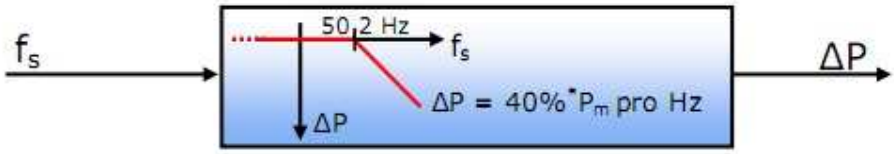
- Při poklesu napětí mezi 100% a 70% Un v přípojném bodě a trváním do 0,7s tj. déle než druhý časový stupeň síťové ochrany musí výrobna zůstat připojená

- Při poklesu napětí pod 30% s trváním do 150ms musí zůstat výrobna připojená k síti

- **Přizpůsobení činného výkonu**

Všechny výrobny připojené do DS s výkonem od 100 kVA musí být schopné snižovat činný výkon automaticky v závislosti na kmitočtu v síti a podle poměrů v síti i podle řídícího dispečinku PDS.

Snížení činného výkonu v závislosti na kmitočtu sítě – výrobny připojené do sítí vn s výkonem od 100 kVA a všechny výrobny připojené do sítí 110kV musí být schopné při kmitočtu nad 50,2 Hz snižovat okamžitý činný výkon gradientem 40% na Hz.



50,2 Hz < fs < 51,5 Hz

Obr. 4-1 Snížení činného výkonu OZE při nadfrekvenci [8]

$\Delta P = 20 \cdot P_m \cdot \frac{50{,}2Hz - f_s}{50Hz}$; P_m… okamžitý dostupný výkon, ΔP…snížení výkonu

Při hodnotách frekvence sítě: 47,5 Hz < f_s < 50,2 Hz – bez omezení

$f_s \leq 47{,}5$ Hz, $f_s \geq 50{,}2$ Hz – odpojení od sítě

Řízení činného výkonu v závislosti na provozních podmínkách – výrobna musí být schopna provozu se sníženým činným výkonem, který je oprávněn PDS měnit v určitých stavech sítě: potenciální ohrožení bezpečného provozu systému, nutné provozní práce, nebezpečí vzniku ostrovního provozu, ohrožení statické nebo dynamické stability, vzrůst frekvence, údržba nebo stavební práce. Při těchto případech má PDS právo přechodně automaticky omezit dodávaný činný výkon nebo výrobnu odpojit. PDS nezasahuje do řízení výrobny, ale zadává požadovanou hodnotu snížení dodávaného výkonu potřebnou v přípojném místě. Toto snížení musí být dosaženo v průběhu jedné minuty. Technicky musí být možné snížení až na hodnotu 0 % bez automatického odpojení výrobny od sítě a následné navyšování až po návratu síťové frekvence na hodnotu $f_s \leq 50{,}05$ Hz pokud aktuální není vyšší než 50,2 Hz.

- **Řízení jalového výkonu v závislosti na provozních podmínkách**

Zdroje připojované do sítí nn

Do 16A/fázi včetně – účiník zdroje za normálních ustálených provozních podmínek při dovoleném rozsahu tolerancí jmenovitého napětí musí být mezi 0,95 kapacitní a 0,95 induktivní za předpokladu, že činná složka výkonu je nad 20 % jmenovitého výkonu zdroje.

Fotovoltaické elektrárny do 4,6 kVA/fázi včetně se řízení účiníku nepožaduje a požaduje se provoz s pevně nastaveným na $\cos\varphi = 1$.

Ostatní zdroje – účiník za normálních ustálených provozních podmínek při dovoleném rozsahu tolerancí jmenovitého napětí musí být mezi 0,95 kap. a 0,95 ind. za předpokladu, že činná složka výkonu je nad 3% jmenovitého výkonu zdroje.

Zdroje v sítích vn a 110 kV

Jalový výkon výrobny musí být od P_{inst}=100 kVA řiditelný. Dohodnutý rozsah jalového výkonu musí být využitelný v průběhu několika minut a libovolně často. Při dodávce činného výkonu je nastavení jalového výkonu zadáno PDS buď pevnou hodnotou nebo když to provoz sítě vyžaduje dálkově. Hodnoty které se požadují jsou buď: pevná hodnota zadaného účiníku $\cos\varphi$, hodnota účiníku $\cos\varphi = f(P)$, zadaná hodnota jalového výkonu, zadaná hodnota napětí, charakteristika Q(U).

Zvolený způsob řízení i žádané hodnoty zadává PDS podle potřeb provozu sítě individuálně pro každou výrobnu tj. dohodou na hodnotě nebo on-line zadáváním.

Při použití kompenzačních zařízení u zdrojů je třeba přihlížet ke způsobu provozu vlastní výrobny a tím i zpětných vlivů na síťové napětí. Při silně kolísajícím výkonu musí být kompenzace jalového výkonu automaticky a rychle regulována přičemž kompenzační kondenzátory nesmějí být připínány před zapnutím generátoru a musí být odpojeny současně s vypnutím generátoru.

Provoz výroben může vyžadovat opatření k omezení napětí harmonických a pro zamezení nepřípustného zpětného ovlivnění HDO. Pak je třeba odsouhlasit u PDS výkon, zapojení a regulaci kompenzačního zařízení, případně hrazení harmonických nebo frekvence HDO indukčnostmi.

4.2 Zpětné vlivy na napájecí síť a některé požadavky pro provoz VTE a FVE v PS

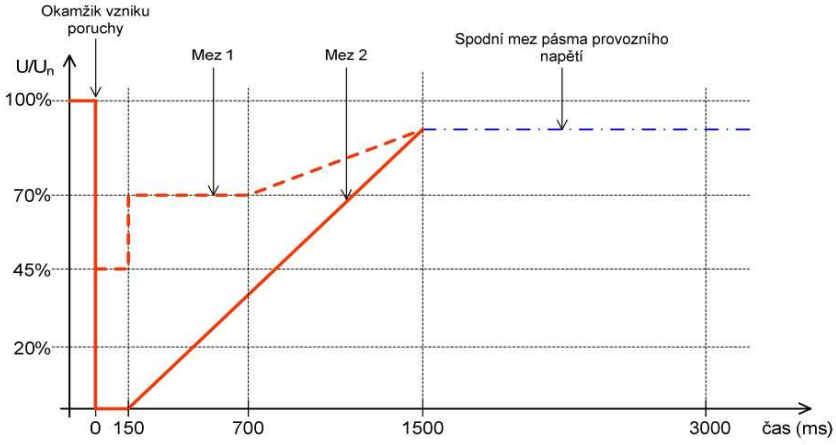
Aby nebyla rušena zařízení ostatních odběratelů a zařízení PDS musí se omezit zpětné vlivy místních výroben. Pro posouzení je třeba vycházet z PNE 30 3430 a uvedených přípustných mezí. Pro posouzení připojené jedné nebo více vlastních výroben v jednom společném bodu je třeba vycházet z následujících mezních podmínek [7]:

- Změna napětí v mezích $\Delta U \leq 3\%Un$ pro společný napájecí bod v síti nn. $\Delta U \leq 2\%Un$ pro společný napájecí bod v síti vn a 110kV)
- Flikr – v přípojném bodu je zapotřebí se zřetelem na kolísání napětí vyvolávající flikr dodržet v přípojném bodě mezní hodnotu *Dlouhodobé míry flikru* $P_{lt} \leq 0{,}46$, která může být určena pro jeden zdroj pomocí činitele flikru c: $P_{lt} = c \cdot \frac{S_{nE}}{S_{kV}}$
- Proudy harmonických, které vznikají především u zařízení se střídači nebo měniči frekvence. Tyto hodnoty musí dodat výrobce (zpráva o typové zkoušce). Pro výrobny připojené v síti nn a vn jsou limity uvedeny v PPDS.
- Ovlivnění zařízení HDO jsou obvykle provozována s frekvencí 180 až 1050 Hz a vysílací úrovní 1 až 4% Un. Frekvenci použitou v konkrétním místě lze zjistit u PDS. Výrobny ovlivňují HDO přídavným zatížením vysílačů tj. vlastním zařízením výrobny, příp. zvýšeným zatížením v části sítě s výrobnou. Hladina signálu v každém bodě sítě nesmí poklesnout o více než 10 až 20% pod požadovanou hladinu. U poklesů hladiny a nežádoucích rušivých napětí je třeba uvažovat tyto hlediska:
    - Zdroje připojené statickými střídači bez flikrů zpravidla nezpůsobují významné snížení hladiny signálu HDO. Pokud jsou vybaveny filtry nebo kompenzačními kondenzátory, pak je zapotřebí přezkoušet sériovou rezonanci s reaktancí nakrátko transformátoru výrobny.
    - Zdroje, jejichž synchronní nebo asynchronní generátory jsou připojeny do sítě přes transformátor, vyvolávají tím nižší pokles signálu, čím je vyšší zkratová reaktance generátoru a transformátoru, čím je vyšší frekvence HDO a zkratový výkon sítě.
    - Výrobnou vyvolané rušivé napětí, jehož frekvence odpovídá místně použité frekvenci HDO nebo leží v bezprostřední blízkosti, nesmí překročit 0,1 %Un (pro max. 2 výrobny v síti nn)
    - Napětí indukované výrobnou, jejichž frekvence je do 100 Hz pod nebo nad místně použitou frekvencí HDO, nesmějí v přípojném bodu překročit 0,3 %Un (pro max. 2 výrobny v síti nn)

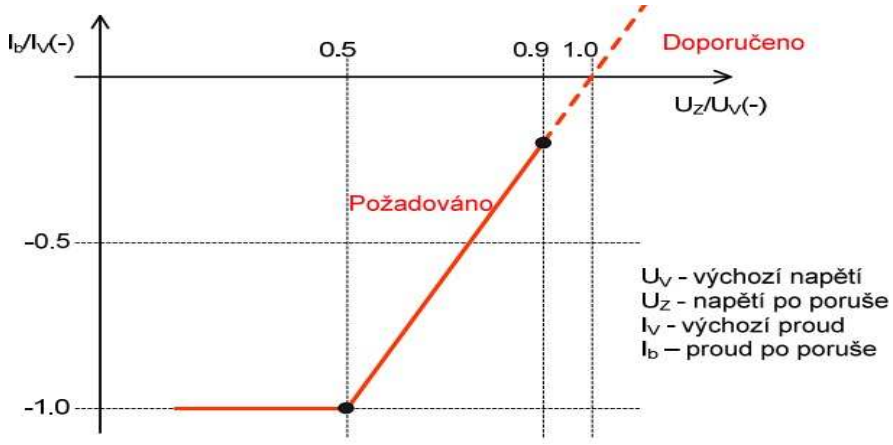
Některé požadavky pro provoz větrných a fotovoltaických elektráren v PS:

- Frekvenční a napěťové meze [6]:
    - 400 kV ± 5% = 420 – 380 kV
    - 220 kV ± 10% = 242 – 198 kV
    - 49,5 – 50,5Hz

- Požadavky na dodávku činného výkonu[6]:
  - Na elektrárnách tohoto typu není vyžadována účast na primární, sekundární ani terciální regulaci.
  - Dle požadavku PPS snížení dodávaného výkonu minimálně 10% z dosažitelného výkonu za minutu
  - Maximální růst dodávaného činného výkonu 1-30MW/min nebo 10% z Pins/min
- Požadavky na chování VTE a FVE při poruchách v síti [6]:
  - Elektrárna se musí chovat tak, aby se minimalizoval počet odpadlých výrobních jednotek a po případných zkratech došlo k co nejrychlejší obnově dodávky.
  - Selektivita při odpínání dle požadavků obr. 4-1 – elektrárna nesmí být odpojena, pokud je v průběhu poruchy v předacím místě nad křivkou (Mez 2, v odůvodněných případech Mez 1)
  - V případě blízkých i vzdálených zkratů od zdroje musí podporovat napětí dodávkou jalového výkonu do sítě obr. 4-2



Obr. 4-2 Zkratový příspěvek zdroje VTE, FVE



Obr. 4-3 Přídavný jalový proud elektrárny při poruchách v síti

- Požadavky na chování VTE a FVE při změnách frekvence v síti [6]:

  - v rozsahu dovolených změn frekvence v pásmu 47,5 – 51,5 Hz musí zůstat elektrárna připojená do soustavy a pomáhat vyrovnávat bilanci výkonů. Je nepřípustné automatické odpojení od sítě z důvodu odchylky frekvence. Pro frekvenci na 50,2 Hz je nutné omezení výroby. Při frekvenci nad 50,5 Hz již není možné spouštění/připojování do sítě další VTE nebo FVE. Nad 51,5 Hz se požaduje okamžité odpojení elektrárny od sítě.

  Při poklesu frekvence pod 49,5 Hz je potřebné pokud možno zvýšit výrobu na maximum dostupného výkonu a zachovat připojení elektrárny do sítě. Při poklesu pod 47,5 Hz dojde k okamžitému odpojení elektrárny od sítě.

- Požadavky na chování VTE a FVE [6]:

  - připojení/odpojení jednotlivé jednotky nesmí vyvolat změnu napětí větší než 0,5% Un

  - připojení celé výrobní skupiny nesmí vyvolat změnu napětí větší než 1,5% Un

  - odpojení celé výrobní skupiny vlivem poruchy nesmí vyvolat změnu napětí větší než 3% Un

  - maximální změna výroby celé výrobní skupiny (o Pinst) nesmí v přípojném místě vyvolat změnu napětí větší než 1% Un, popřípadě provozovatelem PS stanovenou hodnotu

  - pro VTE a FVE jsou požadovány rozsahy účiníku: pro odběr jalového proudu cosφ=0,95 a pro dodávku jalového proudu cosφ=0,95. Pro výrobní skupinu s P_{inst}>100MW je požadován vyšší rozsah dodávky jalového výkonu cosφ=0,90

  - rychlost regulace U/Q u VTE a FVE: V případě instalace kompenzace je doporučená velikost stupňů kompenzace menší než 2,5% zdánlivého připojeného výkonu elektrárny.

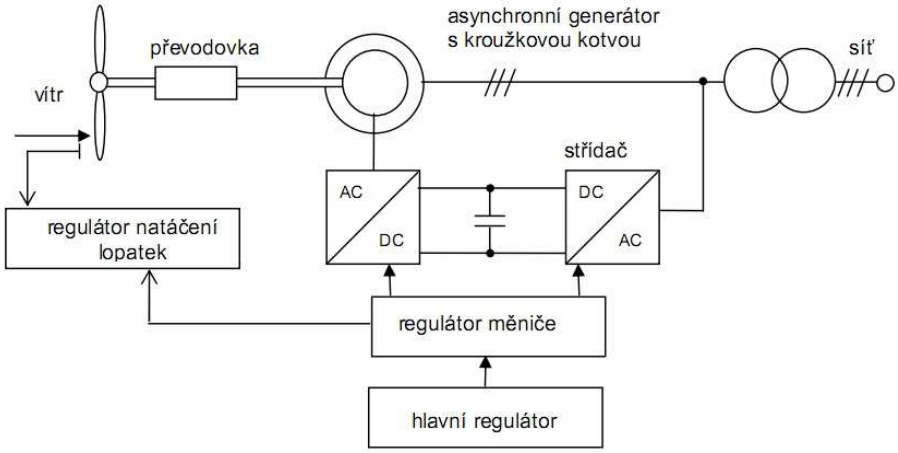
  - vazba regulace napětí VTE, FVE na dispečerské zařízení: Elektrárna musí být schopna v rámci svého regulačního rozsahu účiníku řídit dle požadavků PPS napěťové poměry na předacím místě. Elektrárna musí být schopna dle požadavku a po dohodě s PPS řídit na konstantní účiník cosφ, konstantní jalový výkon Q či konstantní napětí U na předacím místě.

4.3 Asynchronní generátory ve větrných elektrárnách

V této době je většina u nás provozovaných větrných elektráren vybavena asynchronními generátory. Tyto generátory mohou mít vinutí rotoru kroužkové nebo klecové a dále přepínání počtu pólů. Nejpoužívanější konstrukcí je asynchronní generátor s kroužkovým rotorem, který umožňuje dvojí napájení.

Asynchronní generátor s kotvou nakrátko se používá pro elektrárny s výkonem cca do 300 kW a jeho připojení k DS je provedeno nejdříve přes tyristorový spouštěč pro omezení proudových rázů. Po odeznění přechodného děje je tento spouštěč překlenut a generátor je připojen přímo k DS přičemž je dále připojena kondenzátorová baterie pro kompenzaci účiníku.

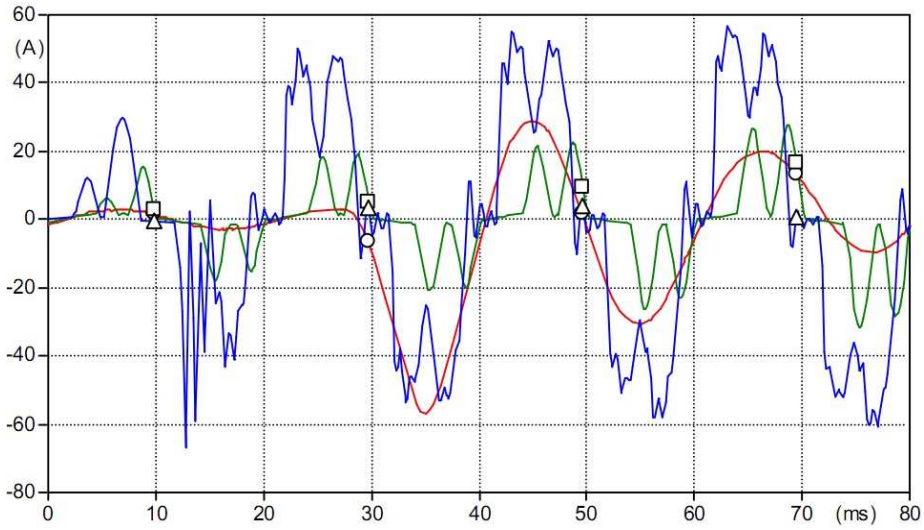
Asynchronní generátor s kroužkovou kotvou spolupracující s frekvenčním měničem je v současné době využíván jako náhrada za asynchronní generátor s kotvou nakrátko. Díky řídícímu systému s frekvenčním měničem lze zajistit kvalitnější dodávku do DS. Na (obr.4-4) je zobrazeno blokové schéma systému s frekvenčním měničem a asynchronním generátorem s kroužkovou kotvou, který pracuje v kaskádním zapojení.



Obr. 4-4 Blokové schéma systému s frekvenčním měničem v kaskádním zapojení [11]

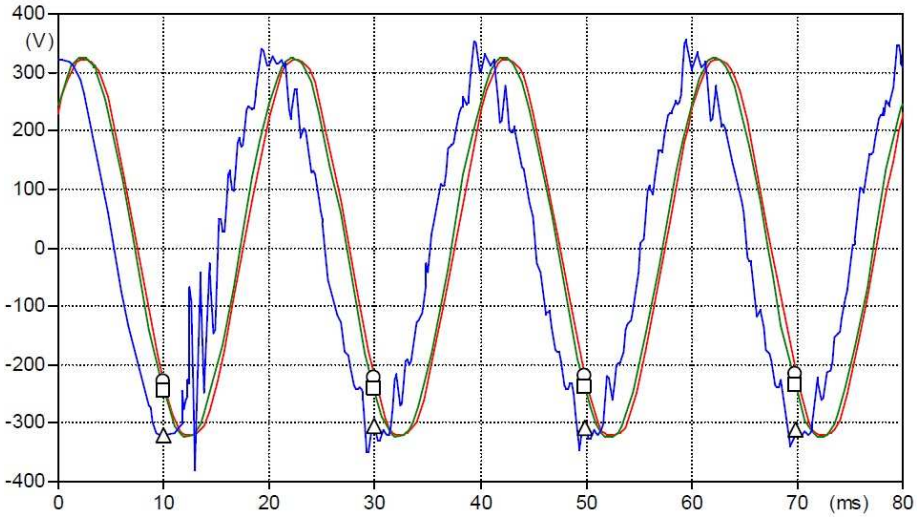
Stator generátoru je připojen přímo do ES přes transformátor a rotor s vinutím je napájen z frekvenčního měniče přes kroužky. Systém řízení vyhodnocuje rychlost větru a větrného motoru přičemž je přizpůsobena momentová charakteristika asynchronního stroje a dále připojí stroj do sítě s minimálním proudovým rázem v generátorickém režimu. Díky tomuto řízení dochází k minimalizaci negativních vlivů na ES a lepšímu využití větrné energie. Pro omezení proudových rázů se dále využívá přepínání statorového vinutí Y-D. V následujícím průběhu (obr. 4-5) je zobrazena analýza přechodného děje proudového rázu připojení VTE k DS.

- červený průběh (zapojení 1) – VTE 2MW, 690 V, zapojení D, asynchronní generátor s kroužkovou kotvou s frekvenčním měničem v kaskádním zapojení
- zelený průběh (zapojení 2) – VTE 150/30 kW, 400 V, zapojení D, přepínání pólů 6/8, asynchronní generátor s kotvou nakrátko, připínání přes tyristorový spouštěč
- modrý průběh (zapojení 3) – VTE 220/50 kW, 400 V, zapojení D, přepínání pólů 6/8, asynchronní generátor s kotvou nakrátko, připínání přes tyristorový spouštěč, prudká změna momentu na hřídeli



Obr. 4-5 Proudový ráz v okamžiku připojení VTE k DS (zapojení 1,2,3) [11]

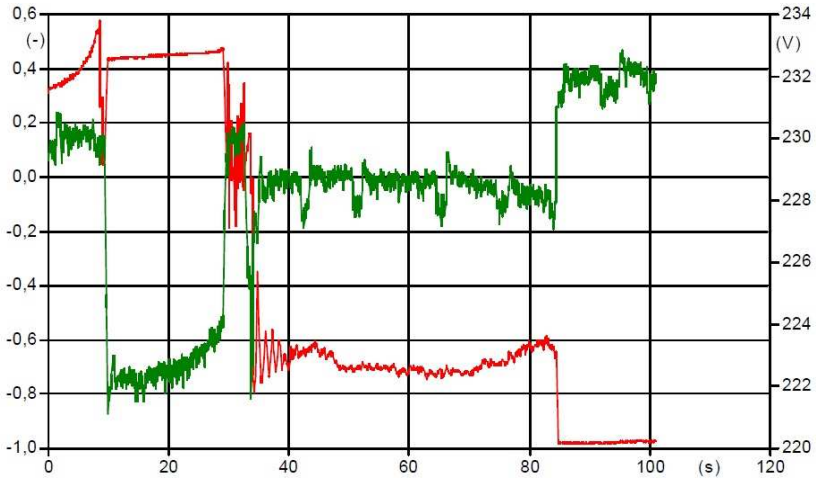
Při připojování asynchronního generátoru k DS přes tyristorový spouštěč, je možné pomocí řídícího úhlu omezit proudový ráz. Toto je vidět v zeleném průběhu. Problém nastává při výskytu turbulence a tím i změně momentu na hřídeli VTE, kdy řídící systém nestačí zareagovat a připojení pak není optimální. Toto porovnání bylo provedeno při téměř stejném výkonovém zatížení. Při porovnání průběhu napětí v přípojném bodě VTE k DS výše uvedených systémů bylo zjištěno, že při optimalizaci připojení k DS pomocí tyristorového spouštěče (zeleně) nebo rekuperačního měniče frekvence (červeně), nevznikne výrazný přechodový děj. Toto ale neplatí pro připojení VTE se změnou momentu na hřídeli (modře), kde je zřetelné, že může docházet ke vzniku přepětí. Tyto průběhy jsou zobrazeny v následujícím grafu (obr. 4-6).



Obr. 4-6 Průběh fázového napětí v přípojném bodě DS v okamžiku připojení as. gen. VTE (zapojení 1,2,3) [11]

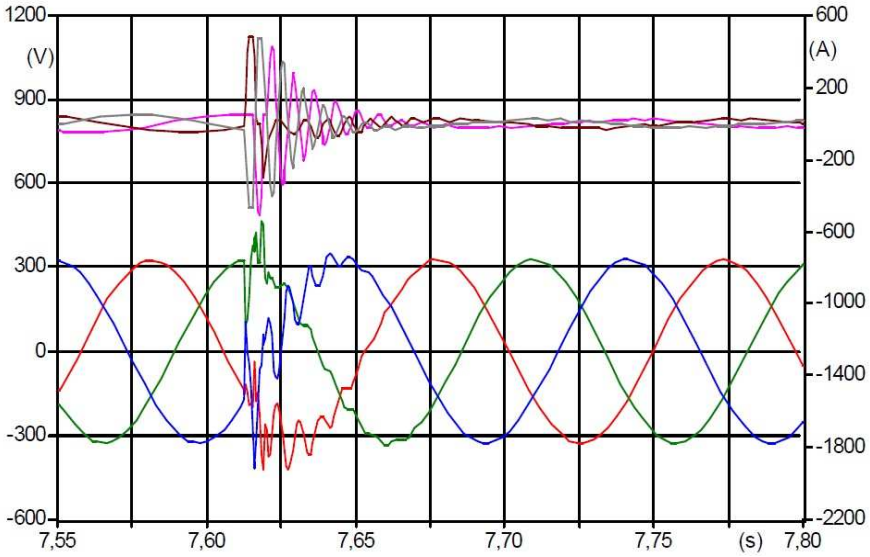
Dle podmínek při spínání (připojování) VTE k DS je definován činitel k_{imax} [7], který se označuje jako největší spínací ráz. Tento činitel udává poměr největšího proudu, který se vyskytuje v průběhu spínacího pochodu ke jmenovitému proudu generátoru nebo zařízení. Jeho hodnota pro asynchronní generátory, připojované s 95 až 105% synchronních otáček, pokud nejsou k dispozici přesnější údaje o způsobu omezení proudu je rovna $k_{imax} = 4$.

Při připojování VTE s asynchronními generátory může díky přechodovým dějům docházek ke krátkodobým poklesům napětí. V následujícím průběhu (obr. 4-7) efektivní hodnoty napětí jedné fáze pro asynchronní generátor s připojováním přes tyristorový spouštěč (zapojení 2,3) je vidět, že v okamžiku připojení v čase 10ms dochází k rychlé změně toku jalového výkonu generátoru a tím i ke krátkodobému poklesu napětí.



Obr. 4-7 Průběh efektivní hodnoty fázového napětí (pravá osa) a účiníku (levá osa) při připojení VTE s asynchronním generátorem s kotvou nakrátko k DS (zapojení 2,3) [11]

Je patrné, že tyristorový spouštěč omezí proudový ráz při spínání k DS, ale nikoliv pokles efektivní hodnoty napětí což je nežádoucí jev. Řízení jalového výkonu platí pro zdroje 5kW a více, přičemž musí být vybaveny podle [7] pro řízení jalového výkonu. Tyto parametry jsou uvedeny v odstavci 4.2. Při provozu VTE je zapotřebí přihlížet ke způsobu provozu vlastní výroby, kompenzačního zařízení zdrojů a také způsobených zpětných vlivů na napětí soustavy. U VTE výkon na hřídeli silně kolísá a proto musí být kompenzace jalového výkonu automaticky a rychle regulována. VTE vybavené tyristorovým spouštěčem jsou většinou vybaveny dvoustupňovým kompenzačním zařízením. Na (obr. 4-7) je zřetelné, že při připojení je kompenzace nedostačující, protože rozptyl účiníku je asi 0,57 induktivního charakteru až -0,98 pro kapacitní. Kompenzace má také za následek ovlivnění napětí celého systému a dodávaného proudu v okamžiku připojení této baterie. Na (obr. 4-8) je zobrazen průběh napětí a proudu v okamžiku připojení kondenzátorové baterie. Vlivem paralelní rezonance mezi rozptylovou reaktancí transformátoru, reaktancí generátoru a součtem všech síťových kapacit včetně kompenzačního zařízení je připojení kondenzátorové baterie provázeno vznikem přepětí.

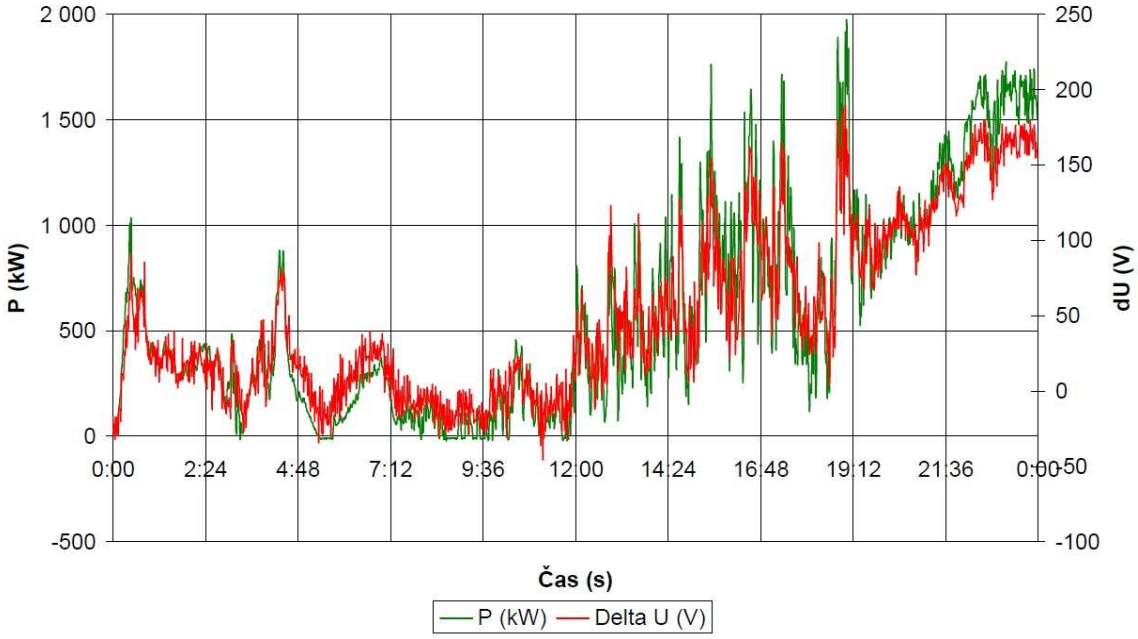


Obr. 4-8 Průběh fázového napětí U_1,U_2,U_3 (levá osa) a proudů I_1,I_2,I_3 (pravá osa) při připojení kondenzátorové baterie [11]

4.4 Vybrané vlivy dodávky elektrické energie z VTE do DS

V následujícím odstavci je posouzena kvalita dodávky elektrické energie VTE se systémem řízení s asynchronním generátorem (2MW, 690V) s kroužkovou kotvou v kaskádním zapojení s frekvenčním měničem napěťového typu podle blokového schématu (obr. 4-4). Při interakci mezi DS a posuzovanou VTE se vychází z měřených parametrů ve společném napájecím bodě. Při provozu VTE je třeba vycházet z podmínek provozovatele distribuční soustavy [7], které jsou popsány v kapitole 4.3 a jsou to především: změna napětí, flikr, ovlivnění zařízení hromadného dálkového ovládání HDO.

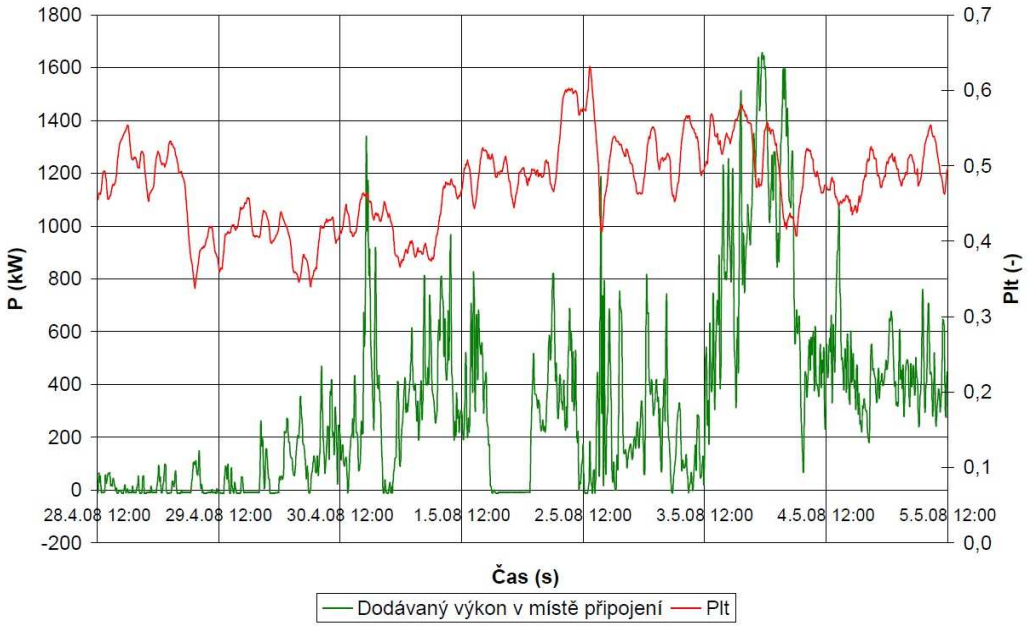
Změna napětí dle PPDS přílohy č.4 nesmí být ve společném přípojném bodě vyvolaná dodávkou výkonu z VTE do sítě VN větší než 2% z U_N tzn. $\Delta U \leq 2\%\ U_N$. V tomto případě je připojena výrobna do sítě 22 kV z čehož vyplývá, že fázové napětí je cca 12,7 kV. Z této hodnoty je patrné, že max. dovolená změna napětí bude přibližně 254 V. V průběhu (Obr. 4-9) kopíruje změna napětí ΔU změnu dodávaného výkonu a při jeho maximu v době 19:12 je zvýšení napětí cca 200 V. Tato změna vyhovuje podmínkám uvedeným v PPDS.



Obr. 4-9 Vliv dodávaného výkonu z VTE na změnu napětí v přípojném bodě [11]

Flikr je lidským okem viditelné kolísání světelného toku světelných zdrojů, jehož příčinou jsou periodické poklesy napětí. Tyto poklesy napětí jsou zpravidla způsobeny změnami zatížení u odběratelů a změnami výkonu při jeho dodávce. Při provozu VTE jsou možné dvě základní příčiny generování těchto poklesů a to jsou poryvy větru a vliv tubusu (stožáru) VTE. Jedná-li se o krátkodobé poryvy větru, eliminují je zpravidla setrvační síly rotačních částí VTE. Silnější poryvy je schopno více či méně eliminovat výkonové řízení turbíny. Vliv tubusu (stožáru) se eliminuje mnohem obtížněji, protože tubus je pro proudící vítr překážkou, která snižuje jeho rychlost. Veličina určující flikr se nazývá míra vjemu flikru, kdy rozlišujeme krátkodobou P_{st} (měřená v časovém intervalu 10 min) nebo dlouhodobou P_{lt} určenou pro interval dvou hodin. Pro emise flikru zpravidla platí, že jsou menší, čím větší je počet listů na turbíně VTE. PPDS udává maximální povolenou hodnotu $P_{lt} \leq 0{,}46$. Touto hodnotou je myšlen příspěvek k celkovému P_{lt} způsobený zdrojem tedy VTE. V přípojném bodě byla zjištěna 95% hodnota $P_{lt} = 0{,}59$ (průměrná hodnota fází). Norma stanovuje přípustnou hodnotu $P_{lt} = 1$, proto lze konstatovat, že místo

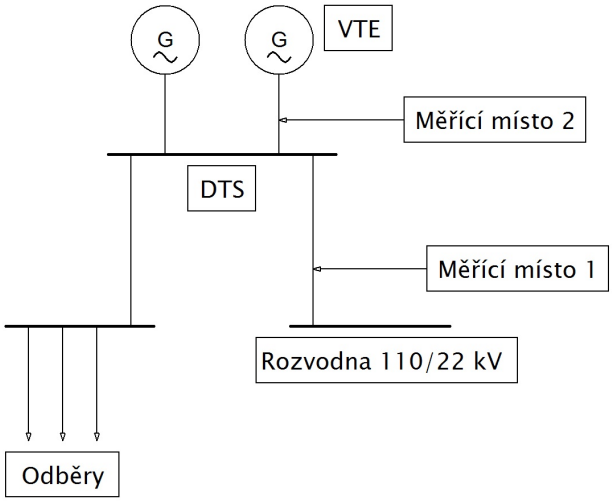
připojení tyto požadavky splňuje. Z provedeného měření je vidět, že velikost dodávaného výkonu nemá vliv na míru vjemu flikru P_{lt}. V grafu je zobrazen průběh P_{lt} za dobu jednoho týdne, kde se jeho hodnota pohybuje od 0,34 do 0,63. Vzhledem k povolené hodnotě P_{lt} = 1 a zjištěné 95% hodnotě P_{lt} = 0,59 můžeme říci, že VTE nepřekračuje povolený příspěvek 0,46 z celkové hodnoty P_{lt} a zjištěnou hodnotu 0,59 lze považovat za pozadí sítě.



Obr. 4-10 Vliv dodávaného výkonu z VTE na dlouhodobou míru vjemu flikru P_{lt} [11]

Vliv provozu větrné elektrárny na parametry napájecí soustavy VN rozvodny:

Pro stanovení zpětných vlivů připojených VTE bylo provedeno měření výkonové bilance paprsku distribuční sítě, na který jsou VTE připojeny. Schéma připojení je zobrazeno na obr. 4-11. První měřící místo je na vývodu paprsku DS v rozvodně 110/22kV a druhé v distribuční trafostanici tj. místo připojení VTE k DS. Toto měření bylo provedeno pouze pro jednu výrobnu. Oba měřící přístroje byly časově synchronizovány a byly měřeny veličiny U,I,cosφ ve všech třech fázích.



Obr. 4-11 Zjednodušené schéma připojení VTE k paprsku a měření

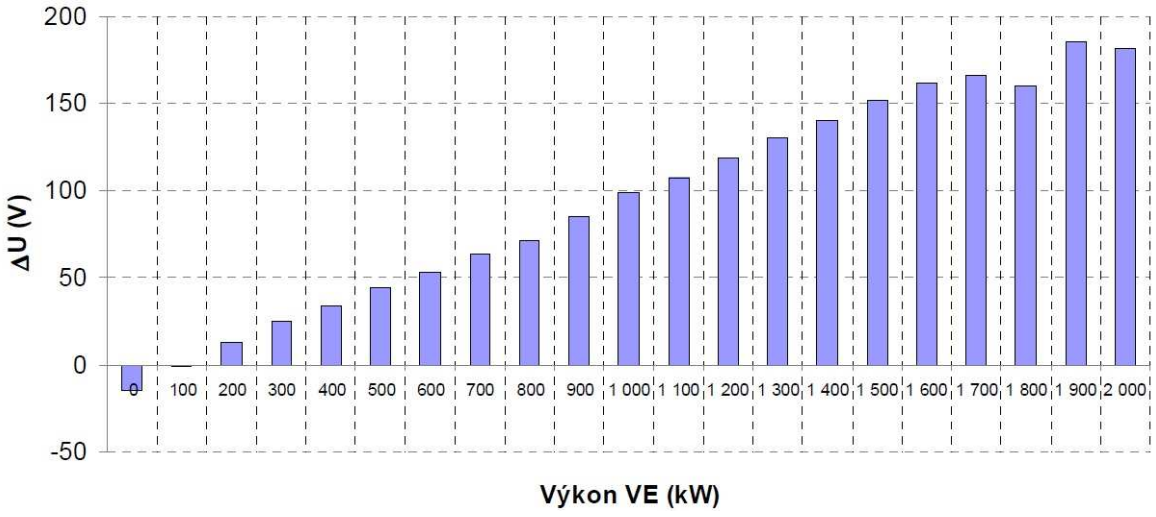
Naměřená data ze schématu obr. 4-11 byla vyhodnocena pro následující tři výkonové bilance:

- připojené VTE pokryjí spotřebu odběratelů připojených k paprsku a navíc dodávají výkon do DS přes nadřazenou rozvodnu 110/22 kV
- připojené VTE pokryjí přesně spotřebu odběratelů připojených k paprsku (do nadřazené rozvodny ani z ní neteče žádný výkon)
- připojené VTE nepokryjí spotřebu odběratelů připojených k paprsku a proto dodává výkon nadřazená rozvodna, ke které je paprsek připojen

Dodávka elektrického výkonu z VTE má přímo vliv na napětí v místě připojení tj. v DTS. Toto napětí v místě připojení je označeno jako U_1. Napětí v nadřazené rozvodně 110/22 kV je označeno U_2. Po tomto označení je možno definovat odchylku napětí matematicky:

$$\Delta U = U_1 - U_2$$

Závislost této odchylky napětí na dodávaném výkonu je zobrazena na obr. 4-12. Je vidět, že při dodávce výkonu cca od 0 do 100 kW je napětí v rozvodně vyšší, než v místě připojení což je zapříčiněno úbytkem napětí na vedení. Po překročení hranice 100 kW vrůstá napětí v místě připojení a tím i odchylka napětí. Tento nárůst má lineární charakter a odchylky od linearity jsou způsobeny s největší pravděpodobností malým počtem naměřených hodnot pro danou hodnotu dodávaného výkonu.



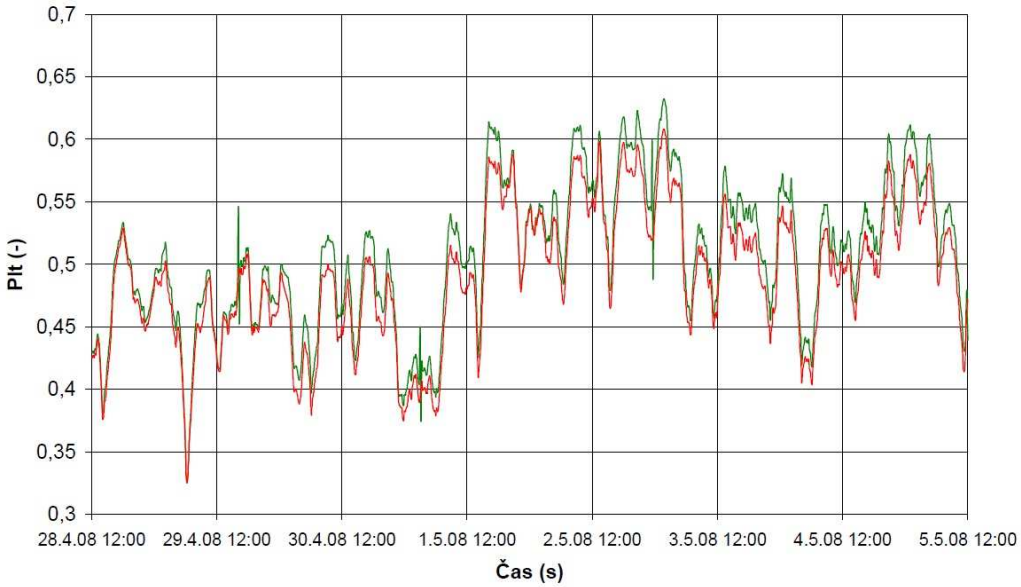
Obr. 4-12 Závislost odchylky napětí na dodávaném výkonu z VTE [11]

Měření dále prokázalo, že provoz VTE nijak zvláště neovlivňuje dlouhodobou míru vjemu flikru v místě připojení i v nadřazené rozvodně. Hodnoty 95% intervalu P_{lt} naměřené v každé fázi jsou uvedeny v tab. 4-1.

	1. fáze	2. fáze	3. fáze
Místo připojení	0,58	0,60	0,58
Nadřazená rozvodna 110/22 kV	0,60	0,63	0,60

Tab. 4-1 Naměřené hodnoty P_{lt} pro jednotlivé fáze v místě připojení a v nadřazené rozvodně

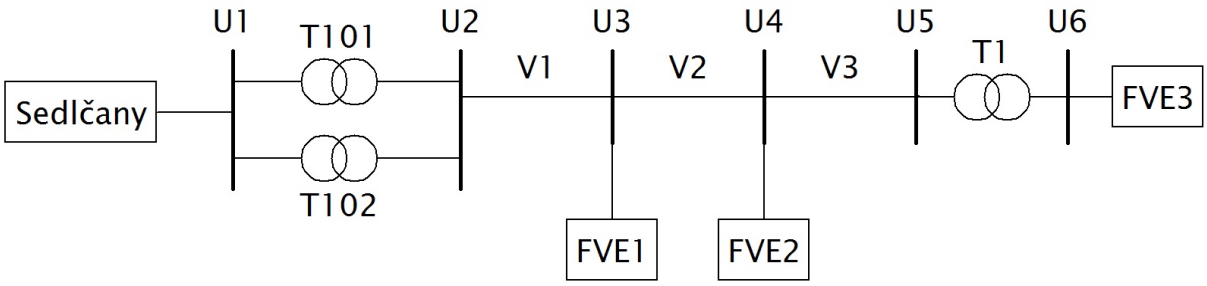
V následujícím grafu na obr. 4-13 je vidět průběhy dlouhodobého vjemu flikru P_{lt} v týdenním intervalu. Zelený průběh je hodnota P_{lt} v nadřazené rozvodně a červený průběh je P_{lt} v přípojném bodě. Při srovnání obou průběhů je vidět, že v nadřazené rozvodně je hodnota P_{lt} prakticky vždy vyšší. Z tohoto porovnání lze považovat příspěvek z VTE k celkové hodnotě za zanedbatelný oproti pozadí sítě.



Obr. 4-13 Porovnání dlouhodobé míry vjemu flikru P_{lt} v místě připojení a nadřazené rozvodně 110/22 kV v týdenním intervalu [11]

4.5 Posouzení zpětných vlivů fotovoltaické elektrárny na síť 22 kV

Zpětné vlivy byly zjištěny ze studie připojitelnosti objednané společností RAYO, s.r.o. v lokalitě Sedlčany. Fotovoltaická elektrárna o výkonu 330 kWp je připojena do sítě 22 kV ČEZ Distribuce, a.s. napájené z TR Sedlčany. Místo připojení je ve schématu označeno jako U5 na stávající venkovní vedení VN. Výkon z FVE bude vyveden přes 33 měničů SMC 10000-TL, přičemž jeden má výstupní výkon 10 kW, jmenovité napětí 230 V, frekvenci 50 Hz a účiník s možností regulace 0,8-1-0,8. Do linky 22 kV napájené z TR Sedlčany jsou rezervovány výkony pro FVE 2500 kW a 715 kW, které jsou ve studii zohledněny. Transformátory T101 a T102 jsou totožné 110/22 kV a výkonem 25 MVA s nastavením na střední odbočku. Transformátor T1 22/0,4 kV s výkonem 0,4 MVA. Vedení jsou venkovní 95AlFe6.



Obr. 4-14 Schéma sítě po připojení posuzované FVE Sedlčany [12]

V tabulce je uvedena napěťová změna v jednotlivých uzlech vyvolaná připojením fotovoltaické elektrárny s nastaveným neutrálním účiníkem cosφ = 1. Rozdíl jmenovité hodnoty

napětí je na svorkách FVE3 s takto nastavenou hodnotou účiníku cca 1,2%. Tato hodnota odpovídá odbočce transformátoru 22/0,4 kV +5%, na kterou byl transformátor T1 nastaven.

Uzel	U [kV] před připojením	U [kV] po připojení	rozdíl ΔUn [%]
U1	110,0	109,9	0,1
U2	23,0	23,0	0
U3	23,0	23,2	1,2
U4	23,0	23,3	1,2
U5	23,0	23,3	1,3
U6	0,4	0,4	1,7

Tab. 4-2 Napětí v uzlech a rozdíl jejich změny [12]

4.6 Omezení vyšších harmonických v ES

Pokud mluvíme o vyšších harmonických v elektroinstalacích, zajímá nás nejvíce proud, protože ten způsobuje vznik dalších harmonických proudů a tímto se stává zdrojem většiny negativních vlivů na tuto síť. Pro charakterizování obsahu harmonických se používá často činitel harmonického zkreslení THD. Pro harmonické zkreslení proudu THDI a pro činitel zkreslení napětí THDU. Pokud nejsou jednotlivé větve obvodů navrženy s ohledem na výskyt harmonických proudů, šíří se v distribučním systému jako harmonická napětí. Harmonické jsou generovány všemi nelineárními spotřebiči, přičemž mezi nelineární spotřebiče patří [13]:

Jednofázové zátěže, například

- Spínané napájecí zdroje (SMPS)
- Elektronické předřadníky kompaktních svítidel (CFL)
- Malé zdroje nepřerušitelného napájení (UPS)

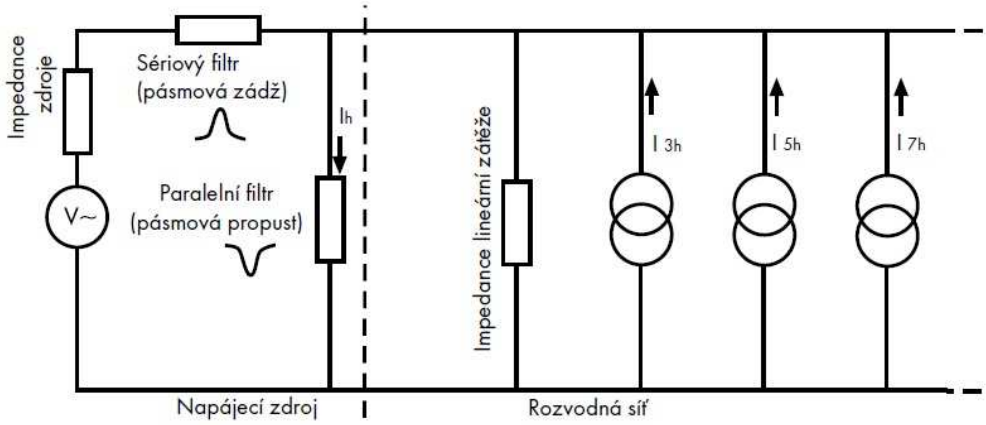
Trojfázové zátěže, například

- Elektronické regulační pohony
- Velké UPS jednotky

Harmonické proudy způsobují problémy nejen v napájecích sítích, ale i v elektroinstalacích. Řešení těchto problémů většinou potřebují individuální přístup. Jestliže má harmonický proud původ v napájecí síti, pak roste harmonické zkreslení napětí úměrně s impedancí sítě ve společném napájecím bodě a harmonickému proudu. Impedance napájecí sítě je obecně induktivního charakteru a její amplituda roste se zvyšujícím se kmitočtem. Pokud je napětí deformováno harmonickými proudy z nelineárních spotřebičů a zkreslením díky transformátoru, přispívá k této deformaci každý další spotřebič. Z tohoto důvodu není povoleno zákazníkům zvyšovat znečištění sítě, tak aby způsobovali problémy jiným zákazníkům. Stanovené limity byly přijaty z evropské a mezinárodní normy v oblasti elektromagnetické kompatibility (EMC).

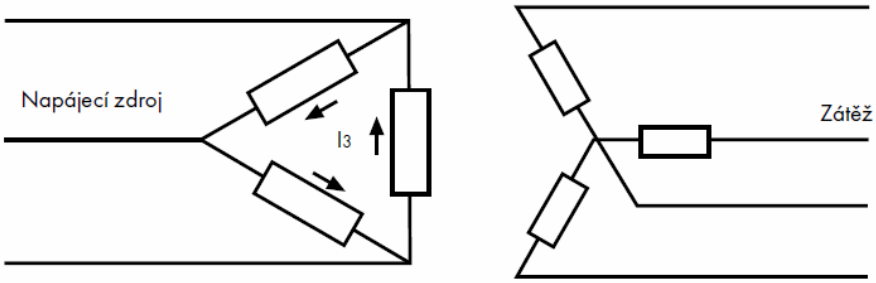
Metody pro omezení vyšších harmonických můžeme rozdělit do tří skupin: pasivní filtry, aktivní filtry a transformátory pro izolaci a redukci harmonických. Protože má každý způsob svoje klady i zápory neexistuje jedno nejlepší řešení.

Pasivní filtry prakticky zajišťují pro vyšší harmonické proudy cestu s nízkou impedancí a následné uzavření přes filtr a nikoliv přes napájecí síť obr. 4-13. Tyto filtry mohou být navrženy pro jednu harmonickou nebo jako širokopásmové. V některých případech je nutné zvýšení sériové impedance na daném harmonickém kmitočtu a díky tomu omezit podíl proudu tekoucího zpět do napájecí sítě. Tyto jednoduché pásmové zádrže jsou někdy navrhovány ve fázi nebo ve středním vodiči. Sériové filtry je třeba aplikovat opatrně, protože jsou navrhovány tak, aby harmonické proudy blokovaly a ne aby zajišťovali řízenou cestu pro ně. Vzniká na nich úbytek napětí a ten se objeví přes napájení na zátěžích. Zařízení musí být navrhovány podle norem, aby napájecí napětí nebylo příliš zkresleno, protože některá zařízení jsou poměrně citlivá na zkreslení napětí a proto je nelze doporučit jako obecné řešení.



Obr. 4-15 Paralelní a sériový pasivní filtr vyšších harmonických [13]

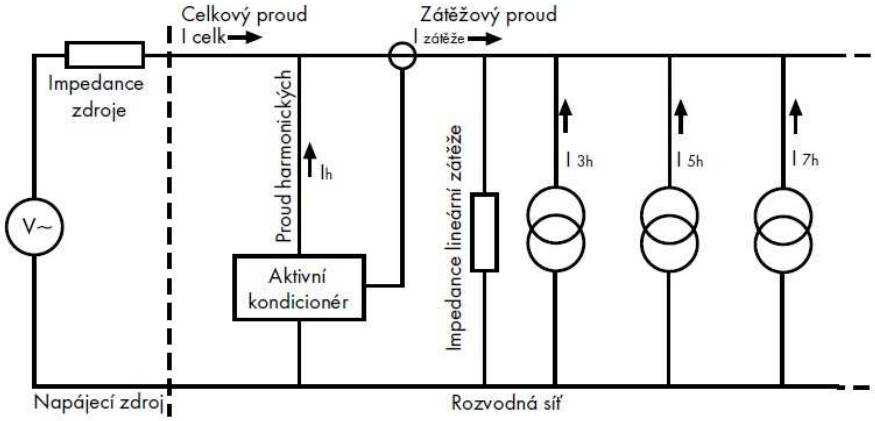
Izolační transformátory – transformátory jsou vyššími harmonickými ovlivňovány v první řadě ztrátami vířivými proudy. Tyto ztráty se pohybují okolo 10% ztrát při plném zatížení. Tyto ztráty rostou s kvadrátem řádu harmonických. Výsledkem toho je mnohem vyšší provozní teplota a tím i kratší životnost. V druhé řadě je to uzavírání 3n harmonické ve vinutí zapojeného do trojúhelníku, kde jsou ve fázi a nešíří se do napájecí sítě obr. 4-16. Chová se tedy jako izolační transformátor pro 3n harmonické, přičemž vyšší harmonické jiných řádů transformátorem procházejí. Uzavírané 3n harmonické proudy musí být brány v úvahu při stanovení jmenovitého zatížení transformátoru.



Obr. 4-16 Paralelní pasivní filtr vyšších harmonických [13]

Aktivní filtry – v některých případech nelze obsah vyšších harmonických předvídat a situace z hlediska harmonických se neustále mění. V těchto případech je nejvhodnější řešení použití aktivního filtru nebo aktivního kondicionéru obr. 4-16. Aktivní kondicionér je zapojen paralelně, proudový transformátor měří obsah harmonických v proudu zátěže, který je přiveden do regulátoru aktivního filtru. Regulátor pomocí generátoru proudu vytváří kopii tzv. zbytkového proudu a v následujícím cyklu přiveden do napájení s opačnou fází. Pro generování těchto

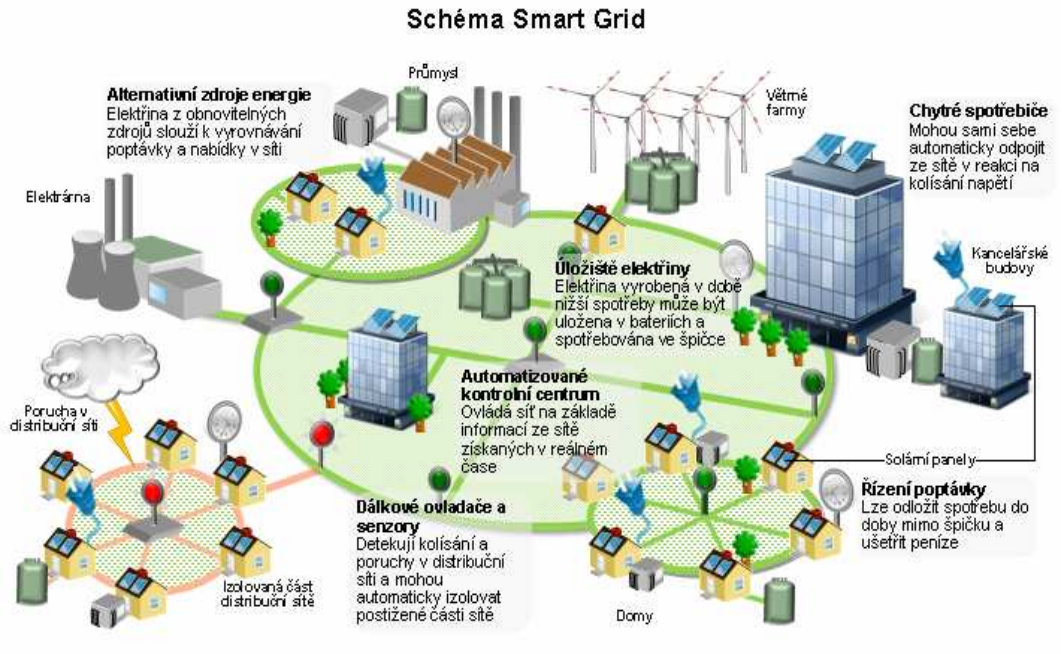
vyšších harmonických je z napájecí sítě odebírán proud pouze první harmonické. Redukce harmonických proudů je v praxi o 90%. Redukováno je i harmonické zkreslení napětí díky snížení impedance sítě na harmonických kmitočtech.



Obr. 4-17 Aktivní kondicionér vyšších harmonických [13]

4.7 SmartGrids (chytré sítě)

Koncept SmartGrids můžeme chápat jako inteligentní rozvodné sítě, které se dokážou přizpůsobovat požadavkům energetického trhu a přizpůsobovat spotřebu a výrobu elektrické energie. Jejich „chytrost“ spočívá v monitoringu je postavena na monitoringu, automatizovaném řízení a přizpůsobení se aktuálnímu stavu (zatížení, poruchy) v reálném čase. Dále možnosti komunikace odběratele a všech výrobních zdrojů energie. Jelikož se v této době objevuje velké množství lokálních zdrojů, které jsou obtížně regulovatelné, roste i požadavek na regulaci těchto zdrojů. V tomto konceptu lze považovat za zcela zásadní přesunutí zodpovědnosti za odchylku od plánované výroby a spotřeby na zákazníka. Díky tomuto se musí nastavit obchodní pravidla pro motivaci zákazníka spotřebovávat energii při jejím dostatku a jejím šetření při nedostatku. Následující schéma Obr. 4-18 zobrazuje koncept SmartGrid [17].



Obr. 4-18 Koncept SmartGrid [16]

Základním prvkem SmartGrids jsou tzv. chytrá měřidla (Smart Meters). Prostřednictvím těchto měřidel bude mít odběratel přehled o spotřebované energii v reálném čase prostřednictvím moderních komunikačních technologií. V budoucnu si budou moci odběratelé vybrat z nabídky tarifů podobně jako u mobilních operátorů. Již mnoho let existuje v naší síti systém, který je základním modelem těchto chytrých měřidel.

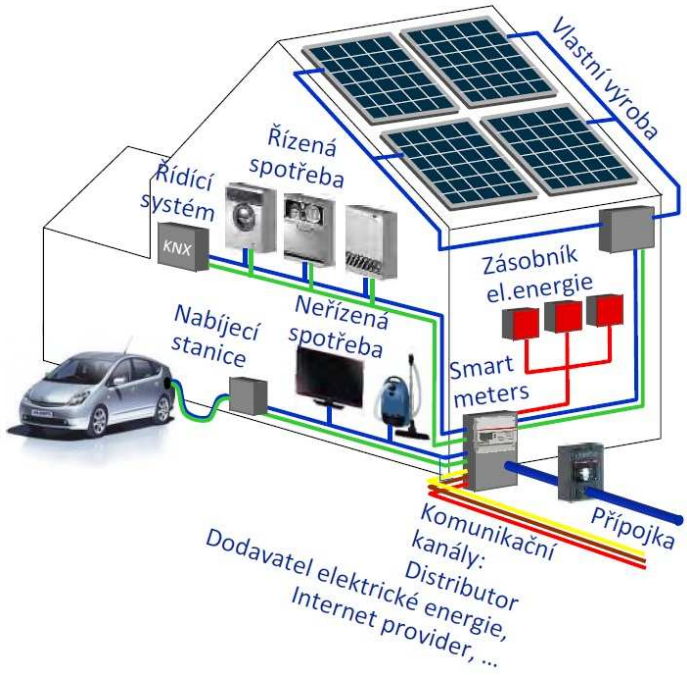
Systém HDO je používán již velice dlouhou dobu a jedná se o vyzkoušený prvek. Mnoho odběratelů tento systém zná a naše ES tuto technologii hojně používá. Využívá komunikace po silových kabelech a není třeba žádné další infrastruktury. Vysílače signálu HDO vysílají vysokým výkonem do vn a vvn úrovní a signál je modulován na frekvencích 167-1600Hz. Hlavní vlastností tohoto signálu je, že prochází přes transformátory přenosové sítě a díky tomu se dostane i do odlehlých částí sítě. U odběratele je instalován přijímač tohoto signálu, který na základě tohoto povelu sepne nebo odpojí silové spotřebiče (kamna, bojlery). V době zavedení této technologie byl kladen důraz na omezení výkonových špiček a větší rovnoměrnost dodávek elektrické energie. Celý tento odzkoušený systém je jedním z cílů nasazení SmartGrids.

AMM (Automatic Meter Management) elektroměry jsou zapojeny do AMI struktury a sbírají data, která jsou poskytována plánovaně nebo v reálném čase. Díky těmto požadavkům běží vývoj těchto chytrých elektroměrů, komunikačních technologií, protokolů a prvků jako jsou koncentrátory a routery. Právě na těchto prvcích stojí celá tato rozsáhlá infrastruktura. Úlohy, které AMM systém řeší, jsou velice rozsáhlé. Lze dálkově odečítat data z elektroměrů v domácnostech, včetně odběrového diagramu. Elektroměry mají integrované odpojovací relé, kterým lze jednoduše omezovat nepřizpůsobivé odběratele či neplatiče. Další základní vlastností je využívání informačního displeje, který je k systému připojen. Díky tomuto zobrazení vidí zákazník informace o svém odběru a nákladech. Otázkou je, jestli plošné nasazení těchto elektroměrů v řádech miliónů nezpůsobí velké časové odezvy v komunikaci, protože nároky na takovou komunikaci v reálném čase budou pro výpočetní techniku i komunikaci extrémní. Z tohoto hlediska je systém HDO spolehlivější a rychlejší. Díky tomuto se rozjel vývoj těchto elektroměrů, výrobci v tomto segmentu vidí velký potenciál a možnost obrovského finančního zisku, který koncept SmartGrid bezpochybně přináší.

Další částí SmartGrids je vybudování infrastruktury pro elektromobily. Jedná se zpravidla o dobíjecí stanice pro elektromobily a ostatní dopravní prostředky, které tuto energii budou využívat. Elektromobily mohou sloužit jako akumulace energie a její následné využití při vyrovnávání špiček sítě a tím podporovat vyváženost dodávky a spotřeby energie v distribučních sítích. Tato myšlenka poukazuje na to, že pokud odběratel ví, že svůj automobil nebude v určitém časovém úseku potřebovat, použije ho jako akumulátor, který se bude v době přebytku energie dobíjet levnou elektřinou a v okamžiku deficitu ho poskytne jako zdroj pro podporu sítě.

Připojování lokálních výrobních zdrojů energie jako jsou OZE a menší jednotky kombinované výroby tepla by mělo pomoci k vytvoření řízeného ostrovního provozu. Tato oblast by měla fungovat s bilančně vyrovnanou spotřebou a výrobou el. energie. Jako výhoda těchto ostrovní provozů je napájení určité oblasti i při výpadku DS a tím i zvýšení bezpečnosti. Díky nasazení OZE do těchto „mikrosítí“ je pravděpodobné, že při nadměrné výrobě z OZE by se tyto ostrovní sítě odpojily a vytvořily tak izolovaný systém a později by se opět tzv. resynchronizovaly. Naproti této výhodě se naskýtá otázka, jak bude vyřešeno kolísání frekvence v této ostrovní síti, což by mohlo vést k poškození spotřebičů a již zmiňovaná desynchronizace k el. síti.

Posledním článkem SmartGrids je nepochybně odběratel tj. domácnost připojená k této síti. V konceptu jsou pojmenované jako Smart Home, které jsou řízeny již zmíněnými chytrými elektroměry. Předností je řízení v místě spotřeby podle předplacených tarifů spotřebiče nebo celé skupiny spotřebičů dálkově distributorem. Tento systém by měl nahradit dnešní hromadné dálkové ovládání HDO. Koncept Smart Home je zobrazen na Obr. 4-19.



Obr. 4-19 Koncept Smart Home [16]

Asi největším problémem, se kterým se v budoucnu budou muset tyto sítě vypořádat, je akumulace velkého množství energie díky připojeným OZE. V současné době se prakticky nedá takové množství akumulovat pro přímé využití a jediným řešením jsou:

Akumulátory např. již zmíněných elektromobilů, ale na tuto akumulaci smardgrids nemohou spoléhat. Nynější akumulátory v podobě olověných, Ni-Cd, Li-ion a ostatních článků těžko postačí svou kapacitou i životností pro tento účel. Další jejich nevýhodou je cena a většinou velká zátěž pro životní prostředí.

Setrvačník o velké hmotnosti a vysokých otáčkách, ale ten je vhodný pouze pro překonání krátkodobých výpadků.

Přečerpávací elektrárna by byla nejschůdnější způsob nepřímé akumulace velkého množství energie. V současné době má ČR asi 1145MW instalovaného výkonu ve třech PVE. Vzhledem k současným technologiím je jediným řešením efektivní akumulace právě výstavba další PVE. Nevýhodou takové stavby je velký zásah do krajiny což je samozřejmě v rozporu s ekology při výběru vhodné lokality. Účinnost PVE se pohybuje okolo 75%.

Stlačený vzduch nebo plyn do opuštěných dolů. Při potřebě se stlačený vzduch vpustí do spalovací turbíny, kde pohání kompresor. Poprvé využito v Německu v roce 1974. Stlačený vzduch (5 - 7,5 MPa) je skladován v solných jeskyních o objemu cca 150 000m^3. Následně je plynová turbína schopná asi 3 hod dodávat do sítě 290 MW. Díky ztrátám tepla při stlačování vzduchu se z uložené energie nevrátí více jak 55%

Supravodivé indukční akumulátory dokážou uchovávat energii díky téměř bezdrátovému přenosu elektrického proudu po supravodivých kabelech. V USA sestrojili supravodivou cívku

uloženou v kapalném heliu, která je nabíjena přes usměrňovač. Cirkulace proudu je se ztrátou pouze 0,3 kWh/24 hod. Mluví se o účinnosti až 95% a doba nabíjení je velice krátká. Zatím bylo zkonstruováno malé množství těchto akumulátorů, ale možná v budoucnu dostanou šanci.

K testování inteligentních sítí si skupina ČEZ vybrala malý region Vrchlabí. Tento projekt nazvaný jako Smart region bude dlouhodobě testovat prvky sítí Smart Grids a to zejména testování Smart Meters, nových monitorovacích a automatizačních prvků v DS, připojení různých druhů lokálních výroben a dobíjecích stanic. Dojde k zapojení výzkumných ústavů, průmyslových podniků a škol. Region byl vybrán z důvodu odpovídající velikosti, existujících vhodně zapojitelných OZE a možnosti zapojení jednotek KVET.

5 VLIV PROVOZU OZE NA NÁKLADY V ES

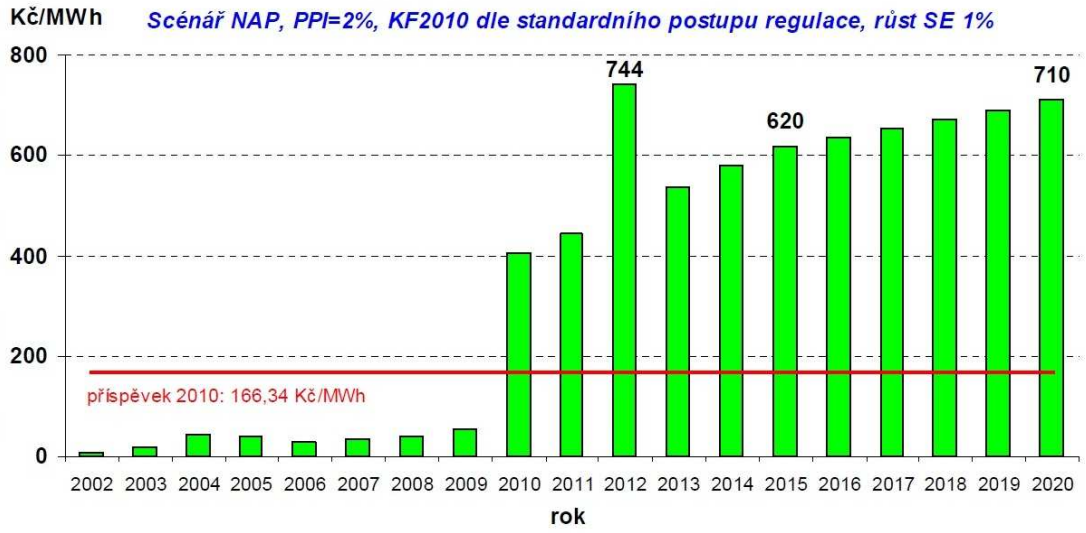
Komulovaný výkon z OZE má negativní dopady na bezpečný provoz PS i DS. Jsou to především přetoky do vyšších napěťových hladin přes transformaci, dále provozování DS s ohledem na U/Q a nedostatek zkratového výkonu. Důvodem je vysoký zájem investorů o výstavbu OZE a to hlavně FVE ke kterým se investoři přiklonili od VTE. Toto sebou přináší zvýšené nároky na rozšiřování a posilování PS a DS což znamená především výstavbu a rozšiřování rozvoden a vedení. Důsledkem těchto investic bude především zvýšení cen tarifů za přenos a distribuci ke konečným zákazníkům a s rostoucí poptávkou po podpůrných službách. V roce 2009 na úrovni ČSRES odsouhlasen metodický pokyn, který stanovil jednotná kriteria pro stanovení volné distribuční kapacity mezi PS a DS a na úrovni transformace 110/22 kV. Dále byla stanovena hodnota výkonu, který je možno připojit v oblastech, kde bylo omezeno připojování OZE. Toto omezení se týká zdrojů s instalovaným výkonem nad 30 kW. ČESPS ve spolupráci s PDS a EGÚ Brno za podpory MPO a ERÚ zadal zpracování studie, která stanovila hodnotu akceptovatelného soudobého pohotového výkonu na 1 650MW ve VTE a FVE. Tato hodnota se jeví jako limitující pro bezpečný provoz ES ČR z pohledu zajištění podpůrných služeb [9].

Dalším následkem masivního rozvoje především FVE a instalovaného výkonu z těchto výroben je zmenšení obchodovatelných kapacit na přeshraničních profilech, protože tento proměnlivý dodávaný výkon se přelévá do míst spotřeby a tím se zmenšuje volná přenosová kapacita. Díky tomu lze očekávat větší přenosové rezervy udržované dispečinkem odpovídající tomuto výkonu. Toto jistě v budoucnu vyvolá další náklady na rozvoj PS, jako výstavba nových vedení nebo rekonstrukce stávajících. ES České republiky je charakteru tranzitního, a aby byl v budoucnu zachován bezpečný chod, bude třeba snížit obchodovatelné kapacity na přeshraničních vedení. Pokud se nezmění legislativa, která prozatím rozvoj FVE horlivě podporuje, může dojít v budoucnu i k minimalizaci importu elektřiny do ČR.

Obecně platí, že rozšíření ES není technicky omezeno, ale toto rozšiřování nesmí být neracionální a neekonomické. Rozšiřování DS často naráží na omezení, jako jsou politika územního rozvoje, územní plán, výkup pozemků, věcná břemena, vliv na životní prostředí, územní a stavební řízení. Všechny tyto faktory výrazně ovlivňují investiční náklady a rychlost výstavby nových distribučních zařízení nebo jejich obnovu.

5.1 Dopad na cenu příspěvku zákazníků na pokrytí podpory OZE

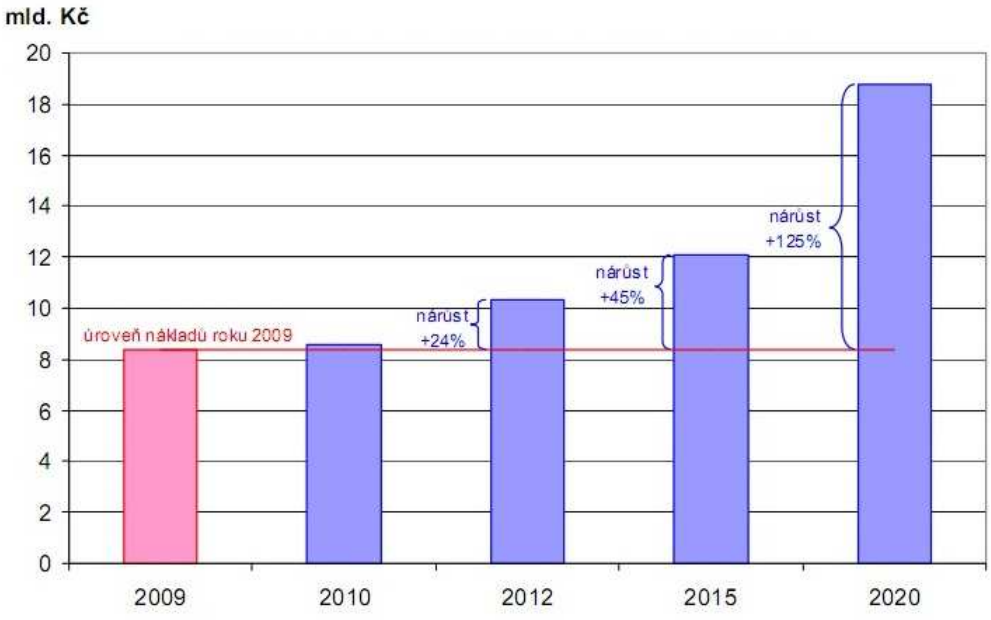
Cena příspěvku zákazníků je nejpodstatnější částí v ceně pro zákazníka. Výši vícenákladů a ceny příspěvku ovlivňuje nejen scénář vývoje instalovaného výkonu, ale také inflace (PPI) a předpokládané zvyšování ceny silové elektřiny. V roce 2010 byla regulovaná cena příspěvku 166 Kč/MWh. Pro rok 2011 je to dle cenového rozhodnutí ERU 370 Kč/MWh (předešlá hodnota byla 578 Kč/MWh). Studie předpokládá vzrůst příspěvku v roce 2015 při současné úrovni podpory v rozmezí 610-690 Kč/MWh a v roce 2020 v závislosti na scénáři rozvoje OZE dokonce 680-910 Kč/MWh. Při výpočtu regulované ceny příspěvku pro rok 2010 bylo použito podporované množství výroby z OZE 3,7 TWh, ale ve výpočtech scénářů se počítá s podporovaným množstvím 5 TWh. Na obr. 5-1 je zobrazen vývoj ceny příspěvku koncového zákazníka na podporu výroby elektřiny v OZE pro scénář NAP [9].



Obr. 5-1 Vývoj ceny příspěvku koncového zákazníka na podporu výroby elektřiny v OZE, KVET a druhotných zdrojů [9]

5.2 Dopad OZE na cenu systémových služeb

Dle studie ČRES je tento dopad určen za předpokladu výkupu celého množství výroby z OZE a neuvažovalo se s jejich omezením v určitých obdobích roku. Problematické stavy ES způsobené proměnným výkonem z OZE vznikají především v letním období při propadu zatížení. Řešením by byla výstavba PVE, která by tyto propady eliminovala. Tato výstavba by samozřejmě byla spojena s dalšími náklady. V roce 2010 byla regulovaná cena systémových služeb 155,4Kč/MWh. Podle scénáře NAP rozvoje FVE a VTE by v roce 2012 mohlo dojít k růstu nákladů na podpůrné služby o 24% oproti roku 2009. Cena by pak byla 192Kč/MWh. Na obrázku je tento značný nárůst ceny oproti roku 2009 zobrazen s výhledem do roku 2020. Bohužel vliv FVE a VTE v delším časovém horizontu je těžce vyjádřitelný [9]. V následujících pododstavcích jsou uvedeny podpůrné služby, které ČEPS používá pro udržení správného a spolehlivého fungování ES a vývoj jejich ceny v roce 2010.



Obr. 5-2 Vývoj nákladů na nákup PpS při uvažovaném rozvoji VTE a FVE ve scénáři NAP [9]

Podpůrné služby nakupované na denním trhu nebo prostřednictvím výběrového řízení:

- primární regulace (PR)
- sekundární regulace (SR)
- terciální regulace (TR)
- rychle startující výkonové zálohy (QS_{10}, QS_{15})
- dispečerské zálohy (DZt)
- snížení výkonu (SV_{30})

jsou nakupovány na volném trhu prostřednictvím denního trhu (DT PpS) nebo prostřednictvím výběrových řízení (VŘ). Pro období 2011 – 2012 byla s poskytovateli uzavřena Dohoda o přistoupení k všeobecným obchodním podmínkám nákupu a poskytování podpůrných služeb v letech 2011 a 2012, účinná od 1. ledna 2011 na základě, které je smluvená cena PpS.

Podpůrné služby nakupované prostřednictvím přímé smlouvy s poskytovatelem:

- Vltava (VSR)
- Změna zatížení (ZZ_{30})
- Sekundární regulace U/Q (SRUQ)
- Schopnost ostrovního provozu (OP)
- Schopnost startu ze tmy (BS)
- Možnost snížení výkonu zdrojů

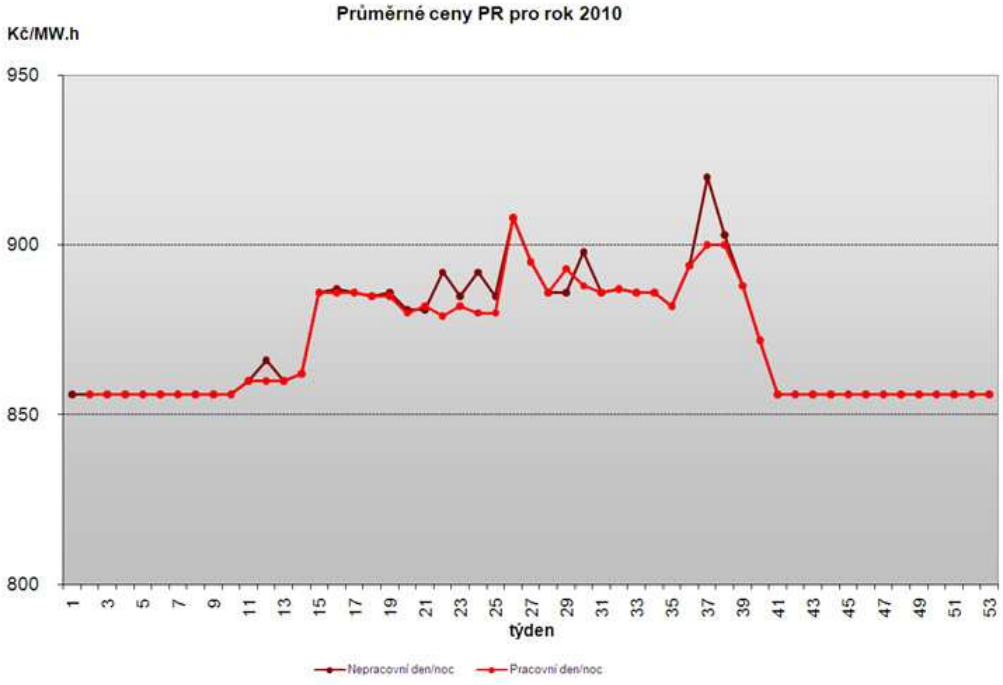
Cílem nákupu PpS je zajištění kvality a spolehlivosti na úrovni PS v reálném čase a v souladu se standardy UCTE, minimalizace nákladů na zajišťování PpS, optimalizace nákladů účastníků trhu spojených s vyrovnáním odchylek. Vyhlášení maximální akceptovatelné ceny pro jednotlivé PpS probíhá, tak že při nepřiměřené ceně nabízených služeb, může ČEPS vyhlásit maximální akceptovatelné ceny pro jednotlivé PpS nebo jednotlivé časové intervaly. Výběrové řízení na nákup jednotlivých PpS vyhlašuje ČEPS nejpozději do 15.listopadu a průběhu roku podle potřeby [19]. V případě potřeby může organizovat nákupy i pro období přesahující 1 kalendářní rok. ČEPS organizuje Denní trh s PpS prostřednictvím obchodního portálu, které probíhá pouze v pracovních dnech. Dostupnost PpS v ES ČR ovlivňuje dostupnost [20]:

- obchodní - závisí na cenách na trhu s elektřinou a ochotě výrobců tyto PpS prodat ČEPS
- technická – je dána schopností těchto zdrojů tyto služby poskytovat, volné kapacity na přenosových profilech mezi partnery, technická dostupnost

Výsledky technické dostupnosti PpS v ES ČR v roce 2011 [20] ukazují, že mohou nastat i případy, kdy některé služby nelze zajistit díky sestavě zdrojů, které mají daný harmonogram odstávek. Vlivem plánovaných odstávek a nasazení výkonu z OZE bude v průběhu letních měsíců roku 2011 dostupnost PpS možná jen při určitém vývozu elektrické energie do zahraničí.

5.2.1 Primární regulace frekvence bloku (PR)

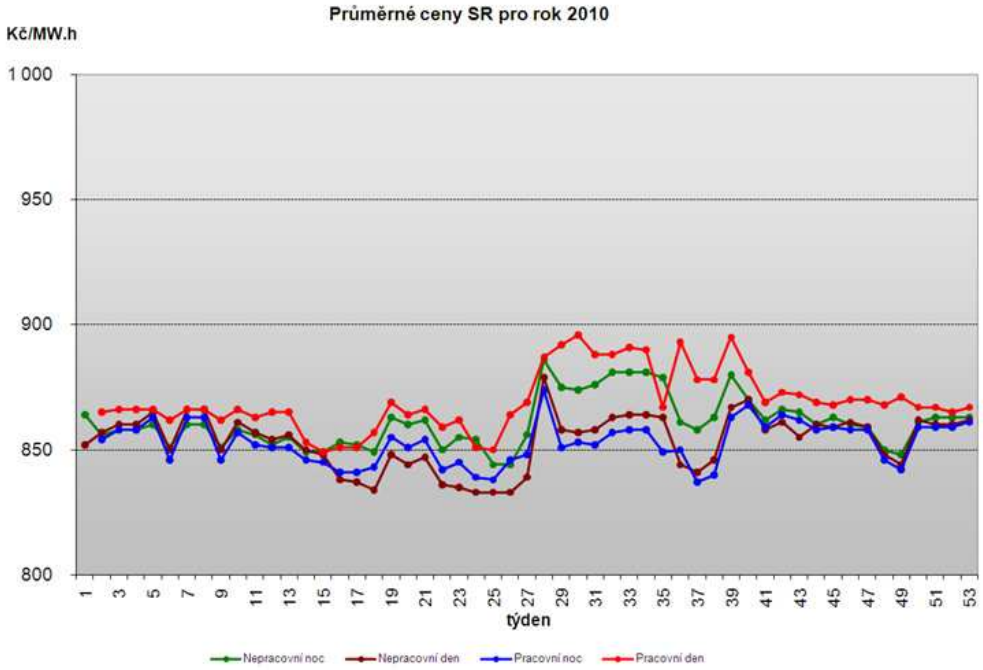
Je lokální automatická funkce zajišťovaná obvody regulace. Spočívá v přesně definované změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty. Pro tuto regulaci musí být v rámci výkonového rozsahu bloku trvale vyčleněna primární regulační záloha, jejíž velikost závisí na technologických vlastnostech bloku a požadavcích PPS. Provozovatel tohoto bloku musí zajistit požadovanou regulační zálohu v primární regulaci bloku do 30sekund od vzniku výkonové nerovnováhy (vznik odchylky frekvence). Pro bloky do 300MW platí, že musí maximální rezervovanou velikost na bloku uvolnit při změně kmitočtu o 200mHz od zadané hodnoty. Pro bloky nad 300MW při změně kmitočtu o 100mHz. Pro omezení vlivu výpadku bloků poskytujících tuto PpS je stanovena maximální velikost vykupované (PR) od jednoho bloku 10MW a minimální velikost 3MW. Vyhodnocení doby zapnutí se provádí po minutách a zaokrouhluje se na hodiny [19]. Na obr. 5-3 je zobrazen vývoj ceny primární regulace v roce 2010 přičemž největším poskytovatelem byl ČEZ, který dodal 32,96% z celkového množství.



Obr. 5-3 Průměrná cena primární regulace v roce 2010 [15]

5.2.2 Sekundární regulace výkonu bloku (SR)

Je to proces změny výkonu regulovaného bloku, jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů. Tato podpůrná služba je zprostředkována pomocí změny požadované hodnoty regulátoru výkonu bloku. V bloku musí být pro tuto regulaci vyčleněn výkon, jehož velikost závisí na vlastnostech bloku. Velikost regulační zálohy musí být schopen blok realizovat do 10min od požadavku. Minimální rychlost změny výkonu bloku je 2MW/min a minimální rozsah změny je 20MW tj. (+)=10MW a (-)=10MW na jednom bloku. Pro maximální poskytovanou RZSR na jednom bloku platí, že žádná tj. kladná ani záporná nepřekročí 70MW [19]. Na obr. 5-4 je zobrazena cena sekundární regulace v roce 2010. Největší poskytovatel byl ČEZ s 32,78% z celkového množství.



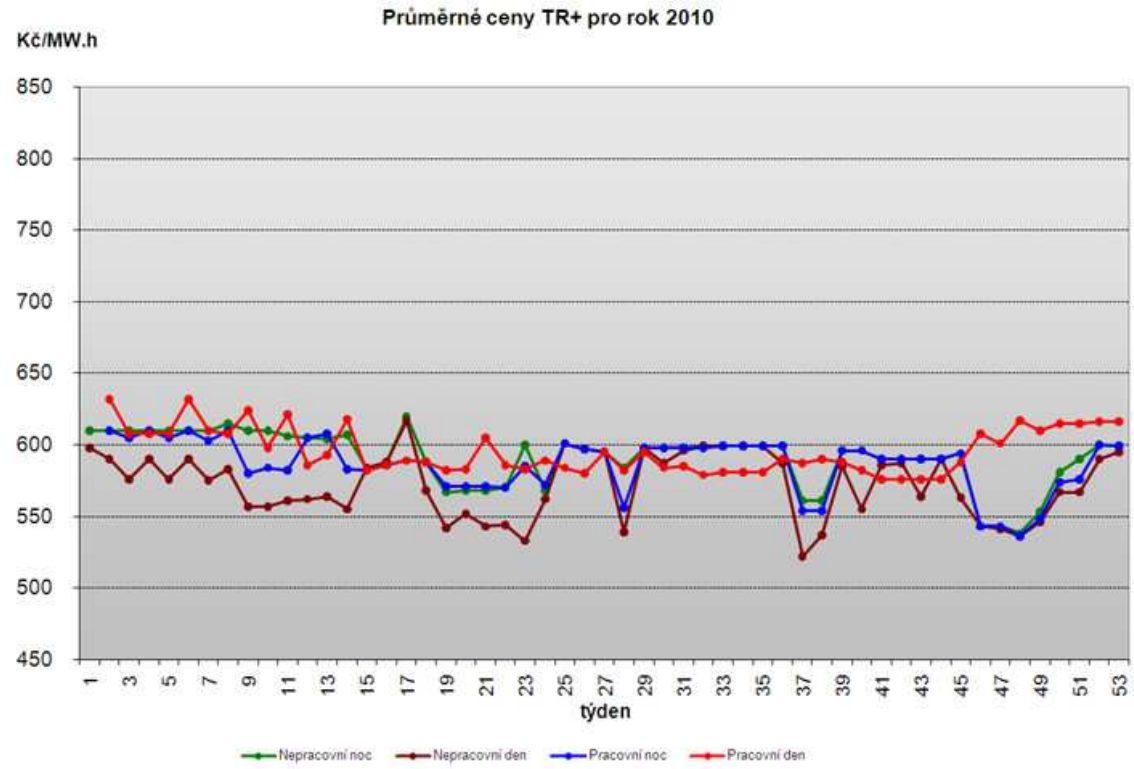
Obr. 5-4 Průměrná cena sekundární regulace v roce 2010 [15]

5.2.3 Terciální regulace výkonu bloku (TR)

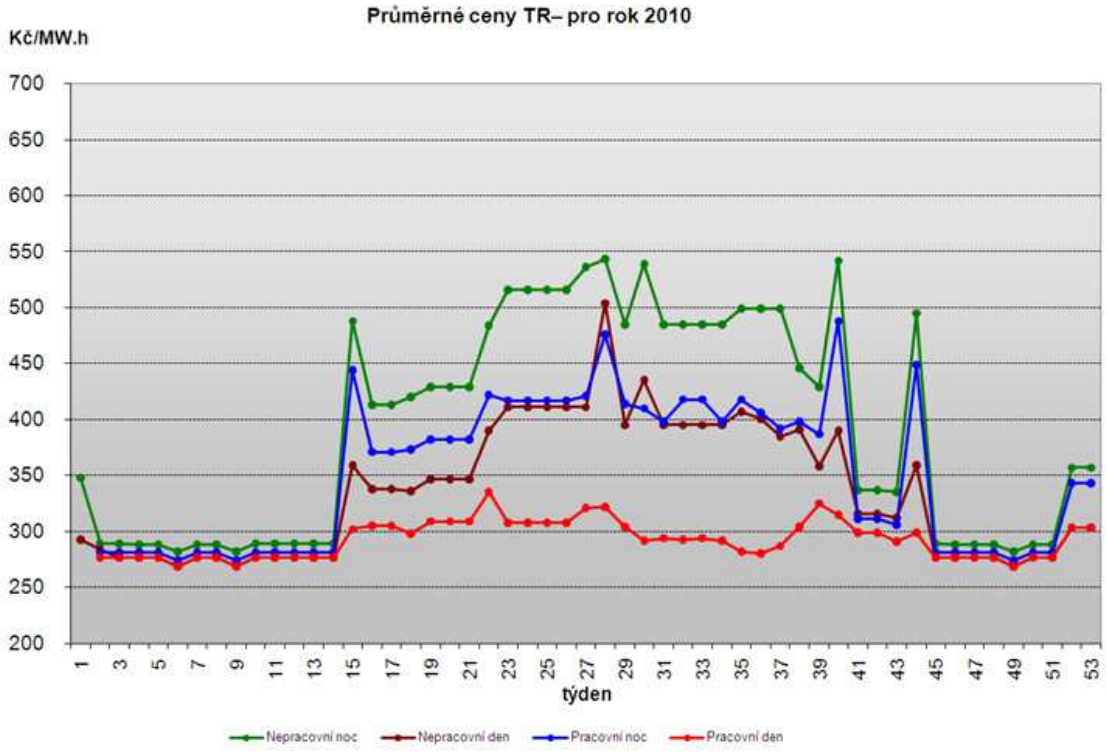
Založeno na změně výkonu bloku na základě požadavku provozovatele PS. Je to signál, který vysílá na elektrárnu pomocí technického zařízení dispečink provozovatele PS. Tato změna výkonu v rámci PpS musí mít spojitý charakter. Kvalita této služby je dána velikostí nabízeného rozsahu a rychlosti zatěžování. Minimální rychlost změny je 2MW/min a maximální velikost, kterou blok poskytuje, nesmí překročit 100MW. Cela velikost regulační zálohy se musí realizovat do 30min od požadavku. Nezávisle na sobě jsou poskytovány dva druhy TR a to kladná (TR+) a záporná (TR-) [19]. Tuto regulaci lze realizovat:

- u bloků, které se již podílí na regulaci sekundární se změní pásmo pro sekundární regulaci rychlostí, která je garantována pro službu sekundární regulace
- u bloků, které nejsou zapojeny do sekundární regulace se mění výkon rychlostí pro terciální regulaci

Cena terciální regulace kladné a záporné v roce 2010 je zobrazena na obrázku Obr. 5-5,5-6. Největším poskytovatelem byl ČEZ 30,18%, Dalkia ČR, a.s. 18,48%.



Obr. 5-5 Průměrná cena terciální regulace kladné v roce 2010 [15]

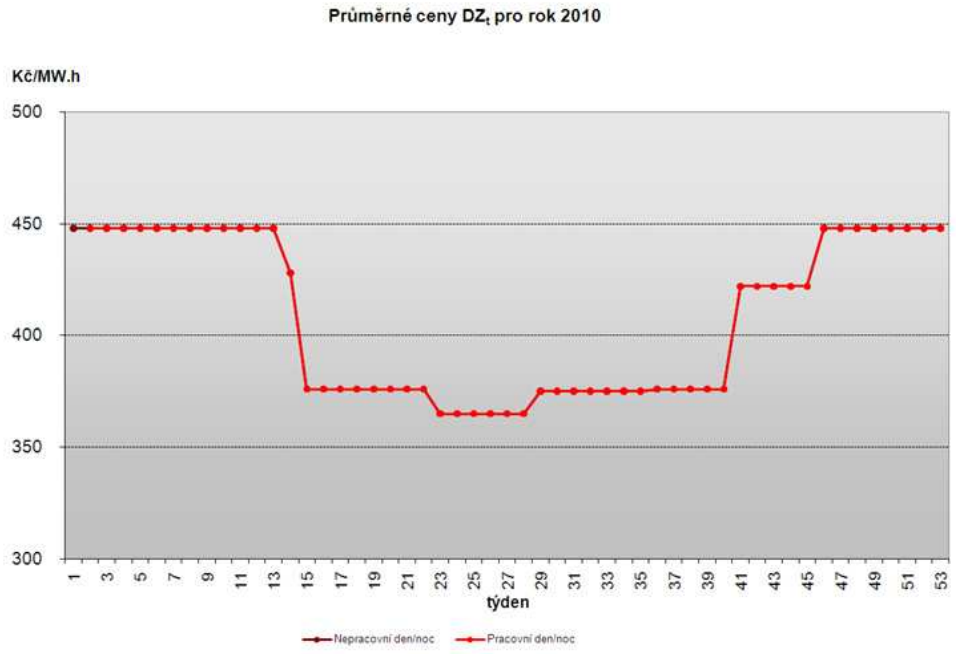


Obr. 5-6 Průměrná cena terciální regulace záporné v roce 2010 [15]

5.2.4 Dispečerská záloha (DZt)

„Dispečerskou zálohu dostupnou v čase (t) minut (DZ_t) tvoří bloky elektráren odstavené do zálohy, schopné na žádost provozovatele PS garantovat přifázování a najetí na jmenovitý nebo předem sjednaný výkon maximálně do času t. Dispečerskou zálohu dostupnou v čase (t) se rozumí výkon na svorkách poskytujícího bloku snížený o vlastní spotřebu (netto). Čas (t) může nabývat jedné z uvedených diskrétních hodnot 30,60,90,360 minut“

Poskytovatel musí odstavit blok do zálohy do 30min od povelu z Dispečinku ČEPS. Minimální výkon pro dispečerskou zálohu musí být alespoň 15MW přičemž způsob aktivace určuje ČEPS [19]. Cena dispečerské zálohy v roce 2010 je zobrazena na Obr. 5-7. Největšími poskytovateli byli Alpiq Generation (CZ) s.r.o 41,43%, DUL (Teplárny Trmice) 31,94%, BRTEP (Teplárny Brno) 26,63%.

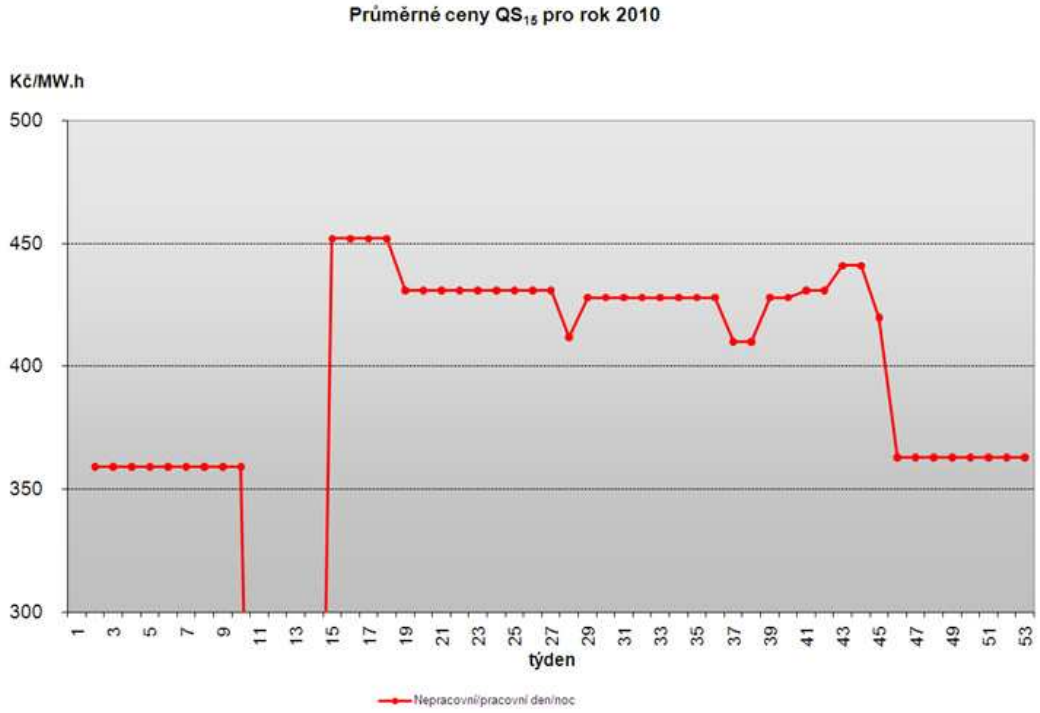


Obr. 5-7 Průměrná cena dispečerské zálohy v roce 2010 [15]

5.2.5 Rychle startující 15-ti minutová záloha (QS_{15})

„Jedná se o bloky, které jsou do 15 minut od příkazu Dispečinku ČEPS schopny poskytnout sjednanou zálohu RZQS15. Rychle startující patnáctiminutovou zálohu se rozumí zvýšení výkonu na svorkách poskytujícího bloku.“

Poskytovatel musí odstavit celou velikost regulační zálohy do 15 min od pokynu dispečinku ČEPS. Minimální velikost RZQS15 musí být 10MW a maximální velikost na jednom bloku nesmí být větší než 100MW. Způsob aktivace určuje ČEPS a bloky, které poskytují tuto zálohu nesmí ve stejném obchodním intervalu poskytovat SR, TR, QS10, DZt [19]. Cena rychle startující 15-ti minutové zálohy pro rok 2010 je zobrazena na Obr. 5-8. Největší poskytovatel v roce 2011 je Alpiq Generation (CZ) s.r.o 27,4%.



Obr. 5-8 Průměrná cena rychle startující 15-ti minutové zálohy v roce 2010 [15]

5.2.6 Snížení výkonu (SV_{30})

„Jedná se o bloky, které jsou do 30min od pokynu Dispečinku ČEPS schopny snížení výkonu o předem sjednanou hodnotu zálohy ($RZSV_{30}$) nebo jsou schopny plného odstavení.“

Tato služba se využívá pro snížení dodávky do ES a tím odregulování výkonové nerovnováhy při významné záporné odchylce v ES díky nedodržení sjednaných diagramů v rozsahu přesahujícím možnost standardně určených velikostí SR a TR-. Minimální velikost zálohy od jednoho poskytovatele je 30MW a minimální doba garance využití této zálohy po aktivaci dispečerem ČEPS je 24 hodin.

5.3 Cena za službu sítě

V PS se neočekávají další investice nad úroveň „dlouhodobého plánovaného rozvoje“ díky připojování OZE. Díky tomu se nepředpokládá navýšení cen přenosu vlivem OZE. Ve studii [9] se pro celé řešené období až do roku 2020 předpokládá pouze malý dopad OZE na regulované ceny distribuce, protože v této problematice nejde ani tak o vyčíslení investičních nákladů, ale o určení připojitelného výkonu v rámci předpokládaného rozvoje. Pokud by šlo o vyčíslení celkových investičních nákladů spojených s připojením všech požadovaných OZE, došlo by k neúměrnému zdražení celého celku jako systému. Podle E.ON Distribuce a ČEZ Distribuce bude dopad OZE na regulované ceny za služby DS v řádu procent. Taktéž u PREdistribuce a ČEPS [9].

5.4 Cena odchylky a její dopad na cenu silové elektřiny

Dopad ceny odchylky na cenu silové elektřiny je dáno proměnlivostí výroby z OZE. Tímto porostou obchodníkům vykupujících tyto zdroje odchylky, za které pak platí u Operátora trhu v systému zúčtování odchylek. Z roku 2009 vyplývá, že dnešní cena odchylky vztažená na obchodovatelné množství prodané zákazníkům ČR (56,98 TWh) je 26,8Kč/MWh. Díky nižší úrovni predikce v ČR se uvažuje chyba na úrovní 30% což se postupem času a zkušeností obchodníka může zlepšit. Studie ČSRES vycházela z této chyby predikce a vyčíslila následující dopady při chybě predikce 30%:

- Při instalovaném výkonu 800 MW ve VTE je max. navýšení ceny odchylky na 46 Kč/MWh což je nárůst o 72%
- Při instalovaném výkonu 2900 MW v FVTE je max. navýšení ceny odchylky na 79 Kč/MWh což je nárůst o 196%
- Při pesimistické variantě vlivu FVE a VTE je maximální navýšení ceny odchylky na 107 Kč/MWh což je nárůst o 300%

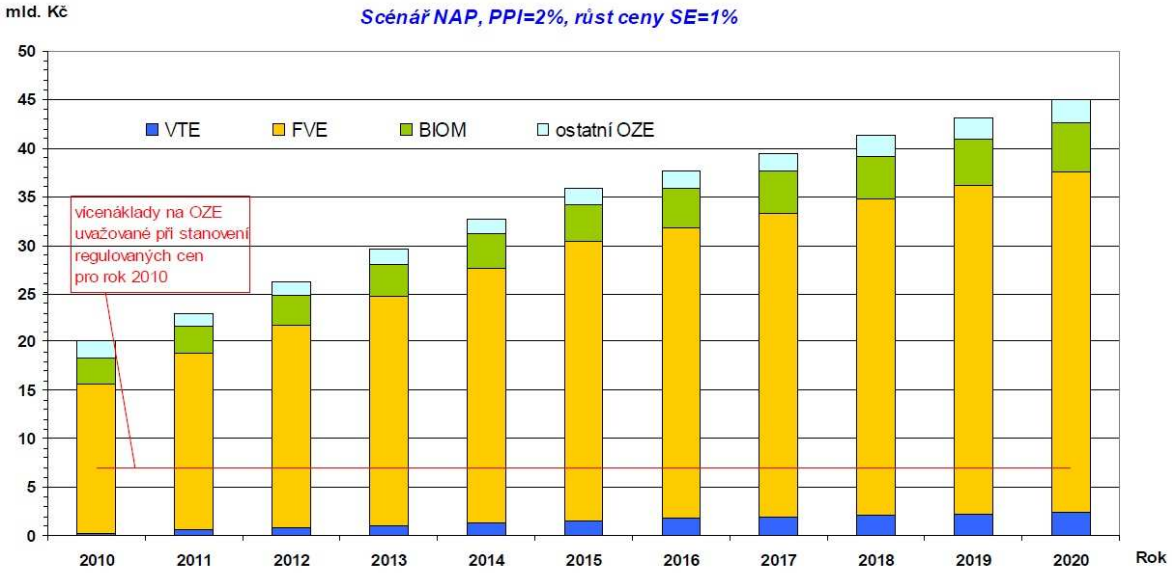
Pokud budeme uvažovat průměrnou cenu elektřiny tzn. regulovaná i neregulovaná část bez daně cca 3360 Kč/MWh je mezní nárůst díky ceně odchylky +3,2%. Uvedený nárůst ceny odchylky 107 Kč/MWh je při uvažování pesimistické kombinace vlivu FVE i VTE a v celkové ceně se zdá tento nárůst malý, ale není zanedbatelný [9].

5.5 Vícenáklady pro ES ČR

Největší dopady při připojování OZE do ES ČR jsou v oblasti přímé podpory tj. povinný výkup nebo zelené bonusy. Tyto náklady se pohybují řádově v desítkách miliard za rok Tab. 5-1. Další nezanedbatelnou částí je zvýšení nákladů při nákupu podpůrných služeb, které se pohybují v řádech stovek miliónů ročně. Podobné částky se objevují i ve výši nákladů na přenos a distribuci, kde je určení tohoto dopadu založeno na odhadech provozovatelů sítí o vývoji hodnoty odpisů a investic, které byly uvažovány při respektování technicko-ekonomických podmínek [9].

	2012		
	Pinst [MW]	Výroba [GWh]	tis. Kč/rok
VTE	385	776	852 000
FVE	1883	1880	20 964 000
BIOM	455	1820	3 040 000
ostatní OZE	1027	2962	1 399 000
Celkem ES ČR	**3749**	**7168**	26 255 000

Tab. 5-1 Předpokládané vícenáklady pro ES ČR v roce 2012 vlivem připojování OZE podle scénáře NAP (pro PPI=2% a růst ceny SE=1%) [9]



Obr. 5-9 Očekávaný vývoj vícenákladů na podporu jednotlivých OZE [9]

6 ZÁVĚR

Cílem této práce bylo v prvním bodě vyhodnocení využití jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů elektrické energie. Byl uveden způsob využití těchto zdrojů, možné lokality pro jejich výstavbu a jejich současný stav na území ČR. Dále jejich připojení do ES ČR. Toto vyhodnocení je uvedeno v kapitole č.2. V práci jsem se zaměřil především na fotovoltaickou přeměnu, která je v nynější době předmětem mnoha diskuzí a v následujících letech se k tomuto zdroji energie bude věnovat stále více pozornosti.

Obsahem třetí kapitoly bylo posouzení dodávaného výkonu z OZE z hlediska jeho časové proměnlivosti, kapacitního faktoru a z hlediska spolehlivosti dodávky do ES. Spolehlivost dodávky do elektrické sítě je dána regulací nepřetržitosti dodávky a dodržování standardů. Tato problematika je udána vyhláškami uvedenými v tomto odstavci. Dále byly uvedeny ukazatele spolehlivosti, které jsou určeny speciálně pro distribuční sítě. Vliv dodávaného výkonu z OZE na ES ČR byl v této kapitole posouzen pomocí vlivu především větrných elektráren, kterými disponuje Německo. Vliv těchto zdrojů a jejich dodávaného výkonu, který je silně závislý na povětrnostních podmínkách na severu Německa je pro naši elektrizační soustavu velice negativní. Díky přelévání výkonu přes okolní ES dochází k nárůstu zatížení přenosových prvků a nedodržení kritéria N-1. Díky nedostatečnému propojení severního a jižního Německa dochází ke snižování obchodovatelných kapacit na přeshraničních profilech a dokonce k úplnému otočení směru toku výkonu na profilu naší ES a 50hertz na německé straně. Jako řešení tohoto negativního jevu by bylo urychlené posílení německé elektrizační soustavy, posílení ES ČR pro tranzit do rakouských PVE a pro tranzit směrem k balkánským zemím pro spotřebu. Další možností je instalace transformátorů s příčnou regulací na vybrané profily ČR-Německo.

Čtvrtá kapitola je zaměřena na provozování OZE z hlediska požadavků na regulaci a jejich řízení v ES. V této kapitole bylo využito především požadavků provozovatelů distribučních sítí a provozovatele přenosové sítě, které jsou podrobně uvedeny v PPDS (Pravidla provozování distribučních soustav) a Kodexu přenosové soustavy. Dále byly uvedeny dopady na regulaci ES a zpětné vlivy způsobené především nejčastěji používanými generátory u větrných elektráren. Vybrané vlivy jsou znázorněny na grafech v této kapitole, přičemž z těchto průběhů je patrné, že hodnoty změny napětí a dlouhodobé míry vjemu flikru vyhovují podmínkám uvedeným v PPDS. V další podkapitole bylo využito studie připojitelnosti fotovoltaické elektrárny o výkonu 330kWp v lokalitě Sedlčany, kde bylo zjištěno, že napěťové změny v jednotlivých uzlech nepřekračují dle PPDS povolené meze. Následně jsou v této kapitole uvedeny způsoby omezení vyšších harmonických, příčiny jejich vzniku a stručné pojednání o pasivních, aktivních filtrech a izolačních transformátorech. Každý ze způsobů omezení vyšších harmonických má své uplatnění a především rozdílnou cenu, která hraje velkou roli při volbě těchto způsobů. Jako poslední v této kapitole byl uveden v dnešní době tolik diskutovaný koncept tzv. chytrých sítí Smartgrids. Stručné uvedení základních prvků těchto sítí a jejich porovnání s HDO, které se v naší republice již dlouho používá. Navzdory celé promyšlenosti tohoto konceptu je třeba podotknout, že bude trvat ještě řadu let, než tyto sítě začnou masově nahrazovat funkci stávající ES, pokud se tak ovšem někdy stane. Jedním z nejslabších článků tohoto konceptu lze považovat způsob akumulace, která je při provozu a regulaci sítě s velkým množstvím výroben OZE stěžejní. Vize „zásobníků“ energie v každém „chytrém domě“ je dle mého názoru vzhledem k cenám akumulátorů a ostatních uvedených technologií v nedohlednu. Tento koncept má určitě budoucnost ale bude trvat řadu let, než se začne masově nasazovat do praktického využití.

Náplní poslední kapitoly bylo technicko-ekonomické vyhodnocení vlivu OZE na ES. V této kapitole bylo čerpáno především ze studie ČSRES, kterou nechali vypracovat provozovatelé distribučních soustav v EGU Brno, dále dokumenty ČEPS a.s. a jejich webové stránky s některými volně přístupnými informacemi. Dále byl uveden ekonomický dopad provozu OZE na ES, který bude v budoucnu bez zásadního legislativního zásahu ze strany státu znamenat neúměrné zvyšování ceny elektřiny především pro konečného zákazníka. V roce 2011 je díky zásahu státu regulovaná cena příspěvku na OZE 370 Kč/MWh přičemž bez této „fixace“ by byla 578 Kč/MWh. V následujících letech se předpokládá další zvyšování této ceny, která je největší položkou v platbě za elektřinu každého koncového zákazníka. Dále byl uveden dopad OZE na cenu systémových služeb, jejich stručné dělení a definice. V grafech z webových stránek ČEPS a.s. byly uvedeny ceny podpůrných služeb, které jsou nakupovány na denním trhu nebo prostřednictvím výběrového řízení a jejich největší poskytovatelé. Ostatní informace a statistiky nejsou bohužel volně přístupné, především obchodní portál. Ve výsledcích technické dostupnosti PpS v ES ČR v roce 2011 je v měsících duben a květen předpokládaný nedostatek rychle startující 10-ti minutové zálohy díky souběžným odstávkám PVE Dlouhé Stráně a Dalešice. Za službu sítě, silové elektřiny a podpůrných služeb. Ceny těchto položek jsou nadále demonstrovány na grafech předpokládající další vývoj. Provozovatelé distribučních soustav nepředpokládají v následujícím časovém horizontu masivní rozšiřování nebo rekonstrukce sítí, ale zaměřují se především na hodnotu maximálního připojitelného výkonu do jednotlivých předávacích míst.

POUŽITÁ LITERATURA

[1] Webové stránky, http://www.i-ekis.cz/, I-EKIS, internetové energetické konsultační a informační středisko ČEA,

[2] ING. PAVEL GEBAUER, MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU: *Role větrné energetiky v ČR*, Praha 18.10.2007

[3] VLADIMÍR ČESENEK, ČEZ OBNOVITELNÉ ZDROJE ENERGIE S.R.O. HRADEC KRÁLOVÉ: *Porovnání jednotlivých obnovitelných zdrojů energie ve vztahu k elektrické síti*, 7.11.2007, Konference ČK CIRED 2007 Tábor

[4] CENEK, M. A KOL. Obnovitelné zdroje energie, Druhé, upravené výdání. FCC Public, Praha 2001, 208 stran, ISBN 80-901985-8-9

[5] VLADIMÍR ČESENEK, ČEZ OBNOVITELNÉ ZDROJE ENERGIE S.R.O. HRADEC KRÁLOVÉ: *Porovnání jednotlivých obnovitelných zdrojů energie ve vztahu k elektrické síti*, 7.11.2007, Konference ČK CIRED 2007 Tábor

[6] ČEPS, A.S. PRAHA, *KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY ČÁST IV. PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE PS, revize 10.6.2010*,

[7] PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV (PPDS 2009), PŘÍLOHA 4.

[8] PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV (PPDS DODATEK 01/2010).

[9] STUDIE ČSRES (ČESKÉ SDUŽENÍ REGULOVANÝCH ELEKTROENERGETICKÝCH SPOLEČNOSTÍ), *Připojování OZE do ES ČR*, únor 2010, 45 stran

[10] Webové stránky, http://www.geomedia.cz/index.htm , poradenská firma Geomedia s.r.o.

[11] Časopis pro elektrotechniku Elektrorevue ISSN 1213-1539, článek: *Větrné elektrárny s asynchronními generátory v sítích VN*, 2008/47 – 11.12.2008

[12] Studie připojitelnosti fotovoltaické elektrárny Sedlčany 330 kW do sítě 22 kV ČEZ Distribuce,a.s., společnost FASO, s.r.o.,duben 2010, 15 stran

[13] David Chapman, Copper Development Association, Kvalita elektrické energie – průvodce, část 3.1 *Harmonické, Příčiny a účinky*

[14] Časopis pro elektrotechniku Elektrorevue ISSN 1213-1539, článek: *Vliv větrných elektráren na provoz přenosové soustavy České republiky*, 2008/23 – 6.6.2009

[15] Webové stránky, http://www.ceps.cz/, ČEPS, a.s., provozovatel elektrizační soustavy ČR

[16] ING. JIŘÍ BORKOVEC, ČESKÁ TECHNOLOGICKÁ PLATFORMA SMART GRID: *Význam inteligentních sítí pro využívání obnovitelných zdrojů energie*, 14.4.2010 Konference Energie pro budoucnost, Brno

[17] Smart Grids chytré sítě, ČEZ Futuremotion Energie zítřka, www.futuremotion.cz

[18] ING. PETR SKALA, PH.D., Elektronická skripta: *Spolehlivost dodávky elektrické energie zákazníkům*, říjen 2008, 60 stran

[19] ČEPS, A.S. PRAHA, *KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY ČÁST II. PODPŮRNÉ SLUŽBY (PPS), revize 11 leden 2011, 255 stran*

[20] ČEPS, A.S. PRAHA – SEKCE DISPEČERSKÉ ŘÍZENÍ, ENERGETICKY OBCHOD, *ROČNÍ PŘÍPRAVA PROVOZU NA ROK 2011, 23.11. 2010, 207 stran*