

Česká zemědělská univerzita v Praze

Provozně ekonomická fakulta

Katedra statistiky



Diplomová práce

Výroba a spotřeba elektrické energie v České republice

Iveta Vacková

© 2020 ČZU v Praze

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Bc. Iveta Vacková

Ekonomika a management
Provoz a ekonomika

Název práce

Výroba a spotřeba elektrické energie v České republice

Název anglicky

Production and consumption of electricity in the Czech Republic

Cíle práce

Cílem této diplomové práce je popsat strukturu zdrojů elektrické energie na území České republiky a následně posoudit možný technický potenciál i reálnou využitelnost tzv. obnovitelných zdrojů v národním energetickém mixu. V závěru práce bude sledován vývoj spotřeby a výroby elektrické energie v čase a bude provedena prognóza těchto veličin do následujících let.

Metodika

Teoretická část bude představovat zpracování nezbytných východisek pro praktickou část diplomové práce především studiem literatury a následnou kritickou syntézou získaných poznatků. Údaje získané z literární rešerše budou v praktické části zpracovány pomocí vhodných matematicko-statistických metod, přičemž zdrojem dat budou především orgány státní správy ČR, Český statistický úřad, evropský úřad pro statistiku EUROSTAT a další veřejně dostupné a vědecké zdroje.

Doporučený rozsah práce

50-60

Klíčová slova

obnovitelné zdroje energie, OZE, energetický mix, elektrická energie, indexní analýza, analýza časových řad, predikce

Doporučené zdroje informací

CEJNAROVÁ, Andrea. Visions: Chytrá energetika pro lepší život: lidé – technologie – inovace. 5. Praha: Siemens, 2009, 7(5). ISSN 1804-364.

Evropský úřad pro statistiku Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat>)

MASTNÝ, Petr. Obnovitelné zdroje elektrické energie. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04937-2.

MOTLÍK, Jan, Libor ŠAMÁNEK a Josef ŠTEKL. Obnovitelné zdroje energie a možnosti jejich uplatnění v ČR. Praha, 2007

ORÁLEK, Petr et al. Energy outlook 2013 [online]. 3. Praha: Economia, a.s., 2013. Dostupné také z: <http://www.svetenergie.cz>

QUASCHNING, Volker. Obnovitelné zdroje energií. Praha: Grada, 2010. ISBN978-80-247-3250-3.

Předběžný termín obhajoby

2019/20 LS – PEF

Vedoucí práce

RNDr. Jan Grosz

Garantující pracoviště

Katedra statistiky

Elektronicky schváleno dne 6. 4. 2020

prof. Ing. Libuše Svatošová, CSc.

Vedoucí katedry

Elektronicky schváleno dne 6. 4. 2020

Ing. Martin Pelikán, Ph.D.

Děkan

V Praze dne 06. 04. 2020

ČESTNÉ PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že tuto diplomovou práci s názvem "Výroba a spotřeba elektrické energie v České republice" jsem vypracovala samostatně, pod vedením RNDr. Jana Grosze a za využití odborné literatury a dalších informačních zdrojů, citovaných v těle práce a uvedených ve výčtu seznamu použitých zdrojů.

V Praze dne 6. 4. 2020

PODĚKOVÁNÍ

Ráda bych touto cestou poděkovala své rodině a mému manželovi za veškerou podporu v průběhu mého studia, bez které by tato práce nikdy nemohla vzniknout. Mé díky patří i RNDr. Janu Groszovi, vedoucímu této diplomové práce, za jeho expertní dohled a cenné rady, které mi byly v průběhu zpracování této práce poskytovány.

SOUHRN

Výroba a spotřeba elektrické energie v České republice

Tato diplomová práce se zabývá možnými způsoby získávání elektrické energie v podmínkách ČR a příslušným regulatorně-legislativním rámcem tyto způsoby ovlivňujícím. Z hlediska struktury je práce členěna do dvou částí.

V první pasáži teoretických východisek je pozornost zaměřena nejen na samotné výrobní technologie, jejich fyzikální princip a technická omezení plynoucí z geografické polohy i hydrometeorologických podmínek ČR, ale také na rámec podpory a mechanismy motivující k rozvoji, v posledních letech stále diskutovanějších, obnovitelných zdrojů. Důraz je v tomto ohledu kladen zejména na evropskou a národní legislativu, v rámci které jsou rozvedeny snahy států v oblasti snižování skleníkových plynů, zvyšování energetické účinnosti a zvyšování podílu obnovitelných zdrojů na konečné spotřebě energií napříč všemi hospodářskými sektory v evropském regionu.

V druhé, analytické části, jsou následně za využití vybraných matematicko-statistických metod (popisné statistiky, indexní analýzy a analýzy časových řad) porovnávány některé indikátory mezinárodního srovnání (např. spotřeba elektrické energie na obyvatele, energetická náročnost ekonomik, ceny elektrické energie aj.). Je zde také sledován vývoj hrubé spotřeby a výroby elektřiny v ČR v letech 1992 až 2019 a za pomoci vhodné trendové funkce následně provedena prognóza vývoje těchto veličin v následujících dvou letech. V úplném závěru práce jsou sledovány i historické strukturální změny v národním zdrojovém mixu.

Klíčová slova: elektrická energie, energetický mix, obnovitelné zdroje energie, emisní povolenky, Evropská unie, systém EU ETS, cena elektřiny, energetická náročnost, popisná statistika, indexní analýza, dekompozice časových řad, predikce

SUMMARY

Production and consumption of electricity in the Czech Republic

The presented diploma thesis studies different ways of power generation in Czech Republic as well as the relevant legislative and regulatory framework influencing the production and energy consumption behaviour. In terms of structure, the work comprises two parts.

In the first part of the theoretical background, the attention is placed not only on the production technologies, physical principles of energy transformation and technical limitations resulting from the unique geographical location and hydrometeorological conditions of Czech Republic, but also on the international and national support schemes, which drive the development of renewable energy sources. Particular emphasis is also placed on European energy and climate laws, which are discussed in terms of shared efforts to reduce greenhouse gases, increase overall energy efficiency and increase shares of RES in final energy consumption across all economic sectors within the European region.

In the second (analytical) part the attention is firstly paid to selected energy indicators (e.g. electricity consumption per capita, energy intensity, electricity prices, etc.), which are used for international comparison across EU-28. Then the national electricity production and consumption in between 1992 and 2019 is studied, and by using methods of descriptive statistics and time-series analysis a mathematical model is constructed and projections of those variables are made for the upcoming years. At the very end of the thesis, historical structural changes in the national energy mix are monitored.

Keywords: electrical energy, energy mix, renewable energy sources, emission allowances, European Union, EU ETS, electricity prices, energy intensity, descriptive statistics, index analysis, time-series decomposition, forecasting

OBSAH

| | |
|---|----|
| 1 Úvod do problematiky..... | 13 |
| 2 Cíl práce a metodika..... | 16 |
| 2.1 Cíl práce..... | 16 |
| 2.2 Metodika..... | 16 |
| 3 Teoretická východiska | 17 |
| 3.1 Zdroje elektrické energie | 17 |
| 3.1.1 Tepelné (fosilní) elektrárny | 19 |
| 3.1.2 Jaderné elektrárny..... | 22 |
| 3.1.3 Elektrárny využívající biomasu a bioplyn..... | 24 |
| 3.1.4 Vodní elektrárny | 29 |
| 3.1.5 Fotovoltaické elektrárny..... | 32 |
| 3.1.6 Větrné elektrárny | 36 |
| 3.1.7 Ostatní výrobní zdroje | 39 |
| 3.2 Legislativní klimaticko-energetický rámec EU | 41 |
| 3.2.1 Snižování emisí CO ₂ | 41 |
| 3.2.2 Vývoj legislativy v oblasti podpory obnovitelných zdrojů | 49 |
| 3.3 Právní prostředí v oblasti podpory OZE na vnitrostátní úrovni | 55 |
| 3.3.1 Zákon č. 180/2005 Sb..... | 56 |
| 3.3.2 Zákon č. 165/2012 Sb..... | 59 |
| 3.3.3 Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu („KEP“) | 60 |
| 3.4 Systém podpory výroby elektřiny OZE v České republice | 64 |
| 3.4.1 Vývoj jednotkové výše výkupních cen a zelených bonusů..... | 64 |
| 3.4.2 Vývoj celkového objemu vyplacené podpory OZE | 67 |
| 3.5 Shrnutí plnění cílů OZE v České republice | 68 |
| 3.6 Technické aspekty spojené s rozvojem OZE..... | 72 |
| 3.6.1 Stabilita elektrizační soustavy | 72 |
| 3.6.2 Výhledové způsoby akumulace energie | 73 |
| 4 Analytická část..... | 74 |
| 4.1 Aplikované statistické metody..... | 74 |
| 4.1.1 Deskriptivní (popisná) statistika..... | 74 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 4.1.2 | Analýza časových řad..... | 75 |
| 4.2 | Ukazatele mezinárodního srovnání v rámci EU | 78 |
| 4.2.1 | Celková spotřeba elektrické energie..... | 78 |
| 4.2.2 | Spotřeba elektrické energie na obyvatele | 79 |
| 4.2.3 | Energetická náročnost ekonomiky | 81 |
| 4.2.4 | Struktura výroby elektrické energie | 82 |
| 4.2.5 | Cena elektrické energie | 84 |
| 4.3 | Vývoj spotřeby elektřiny v ČR a její prognóza | 90 |
| 4.4 | Vývoj výroby elektřiny v ČR a její prognóza..... | 97 |
| 4.5 | Stávající energetický mix ČR a jeho dosavadní vývoj | 102 |
| 5 | Závěr..... | 106 |
| 6 | Seznam použitých zkratk | 108 |
| 7 | Seznam použitých zdrojů | 110 |

SEZNAM OBRÁZKŮ

| | |
|--|-----|
| Obrázek 1 Princip přeměny primárních energetických zdrojů na elektrickou energii | 17 |
| Obrázek 2 Odlišné chápání potenciálu obnovitelných zdrojů | 18 |
| Obrázek 3 Evidovaná ložiska a produkce hnědého uhlí v letech 2013-2019 [mil. t] | 20 |
| Obrázek 4 Průměrný roční přeshraniční tok dřevní biomasy letech 2014-2018 [t] | 27 |
| Obrázek 5 Průměrná rychlost větru [m/s] a inst. výkon větrných elektráren [MW] | 38 |
| Obrázek 6 Struktura celkové ceny za dodávku elektřiny v ČR | 87 |
| Obrázek 7 Energetický zdrojový mix ČR v roce 2006 | 105 |
| Obrázek 8 Energetický zdrojový mix ČR v roce 2019 | 105 |

SEZNAM GRAFŮ

| | |
|--|-----|
| Graf 1 Těžba dřeva v České republice v letech 2001–2018 [tis. m ³] | 26 |
| Graf 2 Přeshraniční toky dřevní biomasy [t] | 27 |
| Graf 3 Evidované provozovny v oblasti zpracování biomasy a bioplynu [ks]..... | 29 |
| Graf 4 Vývoj ceny emisních povolenek v letech 2005–2019 [€/tCO ₂] | 46 |
| Graf 5 Prognóza vývoje cen emisních povolenek v období 2019-2030 [€/tCO ₂] | 48 |
| Graf 6 Podíl energie z OZE [% z hrubé konečné spotřeby] – stav k roku 2018..... | 51 |
| Graf 7 Podíl OZE v dopravě [% z hrubé konečné spotřeby] – stav k roku 2018 | 51 |
| Graf 8 Porovnání instalovaného výkonu FVE v letech 2008-2011 [MW] s úrovní podpory [%] a cenovou hladinou FV panelů [%] | 57 |
| Graf 9 Podpora na výrobu elektřiny z OZE v letech 2006-2018 [mld. Kč] | 58 |
| Graf 10 Historický a očekávaný podíl OZE na hrubé konečné spotřebě energie [%]..... | 61 |
| Graf 11 Max. možná výše výkupních cen v letech 2006-2018 [Kč/MWh]..... | 64 |
| Graf 12 Max. možná výše zelených bonusů v letech 2006-2018 [Kč/MWh] | 65 |
| Graf 13 Vyplacená podpora formou zelených bonusů v letech 2013-2018 [mil. Kč]..... | 68 |
| Graf 14 Vyplacená podpora formou výkupních cen v letech 2013-2018 [mil. Kč] | 68 |
| Graf 15 Nákladovost [mil. Kč] a plnění cílů OZE na finální spotřebě energie [%] | 69 |
| Graf 16 Nákladovost [mil. Kč] a plnění cílů OZE na celkové výrobě elektřiny [%] | 70 |
| Graf 17 Vývoj počtu instalovaných OZE v letech 2004-2018 | 70 |
| Graf 18 Hrubá roční konečná spotřeba elektřiny v EU v letech 2000-2019 [TWh]..... | 79 |
| Graf 19 Spotřeba elektřiny v domácnostech v roce 2018 [MWh/os.] | 80 |
| Graf 20 Energetická náročnost ekonomik v EU [kWh/ tis. EUR (PPS)] | 81 |
| Graf 21 Skladba energetického mixu v roce 2018 napříč státy EU [%]..... | 83 |
| Graf 22 Koncové ceny elektřiny pro domácnosti ve státech EU [EUR/kWh] | 85 |
| Graf 23 Koncové ceny elektřiny pro průmyslové podniky ve státech EU [EUR/kWh]..... | 89 |
| Graf 24 Hrubá konečná spotřeba elektřiny v ČR v letech 1992-2019 [TWh]..... | 92 |
| Graf 25 Hrubá výroba elektřiny v ČR v letech 1992-2019 [TWh]..... | 98 |
| Graf 26 Složení energetického mixu (vlevo) a absolutní změna produkce roce 2019 oproti stavu k roku 2006 (vpravo)..... | 103 |
| Graf 27 Zastoupení jednotlivých technologií v podílu OZE (vlevo) a absolutní změna produkce v roce 2019 oproti stavu roku 2006 (vpravo)..... | 104 |

SEZNAM TABULEK

| | |
|---|-----|
| Tabulka 1 Energetická hustota [MJ/kg] a výkon [kWh/kg] vybraných paliv..... | 23 |
| Tabulka 2 Plocha [tis. ha] a energetický potenciál [PJ/rok] zemědělské půdy ČR | 25 |
| Tabulka 3 Energetický potenciál zbytkové biomasy v ČR [PJ/rok]..... | 26 |
| Tabulka 4 Nejvýznamnější vodní elektrárny v ČR..... | 31 |
| Tabulka 5 Ceny FVE v závislosti na výkonu v roce 2020 [Kč bez DPH/kW]..... | 35 |
| Tabulka 6 Technický potenciál FVE v ČR [GW]..... | 36 |
| Tabulka 7 Hustota energetického toku – zábor plochy [W/m ²]..... | 37 |
| Tabulka 8 Největší větrné parky v ČR..... | 39 |
| Tabulka 9: Hlavní znaky jednotlivých obchodovacích období EU ETS | 43 |
| Tabulka 10 Emisní faktor uhlíku vybraných zdrojů [tCO ₂ ekv./MWh] | 49 |
| Tabulka 11 Očekávaný podíl OZE na hrubé konečné spotřebě dle odvětví [%]..... | 61 |
| Tabulka 12 Očekávaná hrubá konečná spotřeba z OZE dle odvětví [GWh]..... | 61 |
| Tabulka 13 Očekávaná spotřeba OZE při výrobě elektrické energie [GWh]..... | 62 |
| Tabulka 14 Předpokládané instalované výkony dle technologií [MW] | 62 |
| Tabulka 15: Současná provozní podpora elektřiny z biomasy [Kč/MWh] | 67 |
| Tabulka 16 Ukazatele spotřeby elektřiny v domácnostech v zemích EU [MWh/os.] | 80 |
| Tabulka 17 Ukazatele energetické náročnosti ekonomik v EU [kWh/ tis. EUR (PPS)] | 82 |
| Tabulka 18 Porovnání cen elektřiny pro domácnosti napříč EU [EUR/kWh] | 86 |
| Tabulka 19 Porovnání cen elektřiny pro průmyslové podniky v EU [EUR/kWh]..... | 89 |
| Tabulka 20 Ukazatele vývoje spotřeby elektřiny v ČR v letech 1992-2019 | 93 |
| Tabulka 21 Vstupní data pro výpočet strukturálních parametrů trendové paraboly..... | 94 |
| Tabulka 22 Porovnání vhodnosti alternativních modelů trendových funkcí..... | 96 |
| Tabulka 23 Ukazatele vývoje výroby elektřiny v ČR v letech 1992-2019..... | 99 |
| Tabulka 24 Vstupní data pro výpočet strukturálních parametrů trendové paraboly..... | 100 |
| Tabulka 25 Porovnání vhodnosti alternativních modelů trendových funkcí..... | 101 |

1 ÚVOD DO PROBLEMATIKY

Český energetický sektor prošel v posledních několika dekádách zásadními systémovými změnami. Trh s elektrickou energií i plynem byl liberalizován, vertikálně integrované energetické celky byly v rámci unbundlingu přeměněny do nově vzniklých právních entit a v původně plně monopolním sektoru byla zavedena částečná hospodářská soutěž. Národní energetická legislativa se postupem času plně podřídila té evropské a na evropské úrovni začaly rezonovat ambiciózní cíle v oblastech energetické účinnosti, redukce skleníkových plynů i integrace obnovitelných zdrojů do výrobních a spotřebních portfolií členských států.

Tradiční pojetí energetického řetězce, charakteristické výstavbou mohutných tepelných instalací (především uhelných a jaderných elektráren), provozem robustních elektrizačních soustav s jednosměrným energetickým tokem a jasnou dominancí několika málo subjektů udávajících tržní tempo, začíná být postupně narušováno a zájem států i veřejnosti se logicky a zodpovědně soustřeďuje na doposud tolik nevyužívané obnovitelné zdroje, jejichž technický potenciál se na první pohled zdá jako nevyčerpatelný a obrovský.

Souběžně lze pozorovat změny ve spotřebitelském chování a ekologickém smýšlení koncových zákazníků, kteří se nově stávají aktivními účastníky trhu a dokážou si část svých energetických potřeb obstarávat samostatně - např. domácí kogenerační jednotkou propojenou s FVE panelem na střeše. Nová pravidla hry začínají přijímat i dosavadní energetičtí giganti, kteří na demokratizaci trhu reagují odklonem od pouhého prodeje komodit a zabývají se spíše poskytováním komplexních energetických řešení a služeb.

Energetika se tedy bezesporu mění a měnit se i bude, dost možná stejně revolučně a ve stejném tempu, jako například telekomunikace či bankovníctví. Spekulace nad tím, jaký trend bude v následujících letech udávat směr vývoje tohoto dynamického sektoru a co bude hlavní hybnou silou očekávaného přechodu evropských států (včetně České republiky) na zelenou a udržitelnou energii, neznají hranic. Aktuálně směr určují především unijní cíle v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030 a nedávno představený a Radou schválený, legislativní balíček "Čistá energie pro všechny Evropany". Udávajícími dokumenty jsou v tomto směru pro Českou republiku: Směrnice 2018/2001 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů, Směrnice 2018/2002 o energetické účinnosti a Směrnice 2009/72/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, resp. jejich transpoziční

protějšky v českém právním řádu, které společně stanovují závazné cíle podílu OZE na konečné spotřebě i energetické účinnosti a definují některé nové tržní principy a role umožňující větší práci s flexibilitou v elektrizační soustavě, která je v případě vyšší míry integrace OZE nezbytná.

Některé odborné literární zdroje za budoucí tranzitivní vlivy považují výhradně neustále se snižující ceny technologií a přirozený technologický pokrok. Jiní hovoří o vlivu nástupu elektromobility, důležitosti energetické bezpečnosti a geopolitice, či o významu stále ambicióznějších rozhodnutí EU v oblasti ochrany klimatu. Za zmínku v této souvislosti stojí především, koncem roku nově představený, balíček opatření Evropské komise pod názvem „Zelená dohoda pro Evropu“ (tzv. European Green Deal), jež by měl do roku 2050 pomoci proměnit Evropu v klimaticky neutrální kontinent. Dohoda si klade za cíl především zpomalit úroveň globálního oteplování a v co největší možné míře mitigovat jeho budoucí dopady. Naplňovat inkriminovaná opatření plánuje komise velmi rychle. Již v průběhu tohoto roku lze očekávat první návrh klimatického zákona, jež by měl uhlíkovou neutralitu integrovat do unijní legislativy. Očekávat lze i dlouho diskutovaný plán šéfky Evropské komise Ursuly von der Leyen na snížení emisí oxidu uhličitého do roku 2030 minimálně o 50 % (oproti stavu z roku 1990), což jsou vše samozřejmě ambice, které se na budoucí podobě energetického trhu podepíší.

Pro zobecnění těchto hlavních hybných sil začali mnozí experti a mezinárodní organizace skrývat budoucí směřování moderní energetiky pod hesla dekarbonizace – digitalizace – decentralizace (tzv. „fenomén 3D“). V oblasti dekarbonizace je nezbytné kromě neustálého tlaku na postupné odstavování fosilních zdrojů, počítat i s budoucí možností mohutné elektrifikace vytápění a především dopravy. Tuto oblast bude neodmyslitelně doprovázet úprava stávajících politicko-regulatočních opatření tak, aby vedly k efektivnější motivaci účastníků trhu při nakládání s energiemi a zabezpečily především stabilní a spolehlivé dodávky energií koncovým spotřebitelům, a to i v případě prudkého nárůstu intermitentních OZE a souběžného odstavování zdrojů základního zatížení (tj. uhelných a jaderných elektráren) namísto současně nevhodně nastaveného modelu, často spojovaného s nadměrnou finanční překompenzací. Decentralizace je stimulovaná především již zmíněnou změnou pojetí koncového spotřebitele, který se nově stává aktivním a ekologicky uvědomělým účastníkem trhu (tzv. prosumerem), dále též incentivy do nasazení a provozu

menších udržitelných zdrojů (kompenzace vstupních investic, daňové úlevy, provozní podpora aj.), postupnou cenovou a grid paritou fotovoltaických systémů, a v neposlední řadě i již zmiňovaným rozvojem e-mobility. Na trhu se postupně začínají objevovat komerčně zralé technologie umožňující decentralizovanou výrobu a její omezené skladování. V následujícím desetiletí tak lze očekávat podstatnou změnu struktury koncových spotřebních i výrobních zařízení, s čímž se budou muset přenosové i distribuční sítě vypořádat. Významný nárůst lze očekávat především u FVE systémů, bateriových úložišť, ale také dobíjecí infrastruktury. Z pohledu decentrální energetiky tak bude pro Českou republiku klíčová především Strategie Smart Grids, ale i reforma trhu s elektřinou, která u malých výrobců a samo-spotřebitelů umožní obdobný systém obchodování s energiemi, který je dnes možné sledovat výhradně na velkoobchodních trzích (tzv. „peer to peer trading“). Souběžně s již uvedenými dvěma „d“, jejichž opora se nachází především v legislativě (tj. dekarbonizace, decentralizace), dochází nezávisle i k prudkému rozvoji IT technologií, které začínají ovlivňovat způsob spotřeby i interakce tržních subjektů a řízení soustav. Trend digitalizace by tak neměl v diskuzích o budoucí podobě energetického trhu ani při posuzování možného potenciálu OZE v českém energetickém mixu rozhodně chybět. Budou to totiž právě chytrá měřící zařízení, Internet of Things („IoT“), síťová sensorika a dynamické tarify, které pomohou integraci OZE katalyzovat [1; 2].

Česká republika měla doposud v oblasti podpory elektřiny z OZE značné rezervy. Stávající klimatické cíle nebyly optikou Evropské komise vnímány jako dostatečně ambiciózní, a i proto byl dosavadní postup v oblasti dekarbonizace opožděn. Podle reportu emisní databáze společného výzkumného střediska pro globální výzkum atmosféry („EDGAR“) byla ještě v roce 2019 Česká republika dvacátou sedmou emisně nejnáročnější ekonomikou světa, s mnohem nižší ekonomickou silou než zbývající hodnocené státy. Návrh Státní energetické koncepce i Národního klimaticko-energetického plánu doposud předpokládaly spíše postupný odklon od centrálních uhelných elektráren a pozvolný rozvoj jaderné energetiky. Oblasti OZE tak nebyla zatím věnována dostatečná pozornost. Ovšem vzhledem k obecně zpřísnujícím se bezpečnostním požadavkům na jadernou energetiku i k postupně nastupující tržní nerentabilitě velkých tepelných instalací je pravděpodobné, že tyto dokumenty a z nich vyplývající strategické iniciativy budou postupně ještě revidovány, nebo samovolně přesaženy rozvojem trhu a změna energetického mixu ČR tak může být mezi lety 2020-2030 o to výraznější [3].

2 CÍL PRÁCE A METODIKA

2.1 Cíl práce

Cílem této diplomové práce je zvýšit povědomí o energetickém sektoru v České republice a podat ucelený přehled o stávajícím rozložení zdrojů elektrické energie napříč republikou. Dílčím cílem bude posoudit možný technický potenciál i reálnou využitelnost obnovitelných zdrojů energie v národním energetickém mixu v nejbližších letech s přihlédnutím k závazným cílům vyplývajícím z mezinárodních úmluv.

V průběhu zpracování bude pozornost věnována především vlivu legislativních opatření ze strany Evropské unie, zájmu investorů, jenž je determinován regulatorně-politickými opatřeními, resp. režimem státní podpory a systémem pro obchodování s emisními povolenkami a velmi úzce souvisí s cenovou paritou obnovitelných zdrojů a v neposlední řadě též technickým a technologickým omezením vyplývajících ze samotné fyzikální podstaty příslušných zdrojů a unikátního geografického umístění České republiky.

V analytické části práce bude pozorován vývoj podílu elektrického energetického mixu, stejně tak i trend celkové hrubé produkce a spotřeby elektřiny v ČR. Výstupem práce by pak měla být predikce vývoje výroby a spotřeby elektřiny pro roky 2020 a 2021.

2.2 Metodika

Teoretická východiska seznamují čtenáře se současným kontextem v energetickém sektoru a informace v ní obsažené vychází ze studia odborných literárních domácích i zahraničních zdrojů a legislativního rámce EU i ČR, jejichž výčet je uveden v závěru práce v seznamu použitých zdrojů. Ke zkoumaným textům bylo přistupováno kriticky a systematicky, ve snaze prozkoumat je v souladu s danou problematikou odborně a v souvislostech.

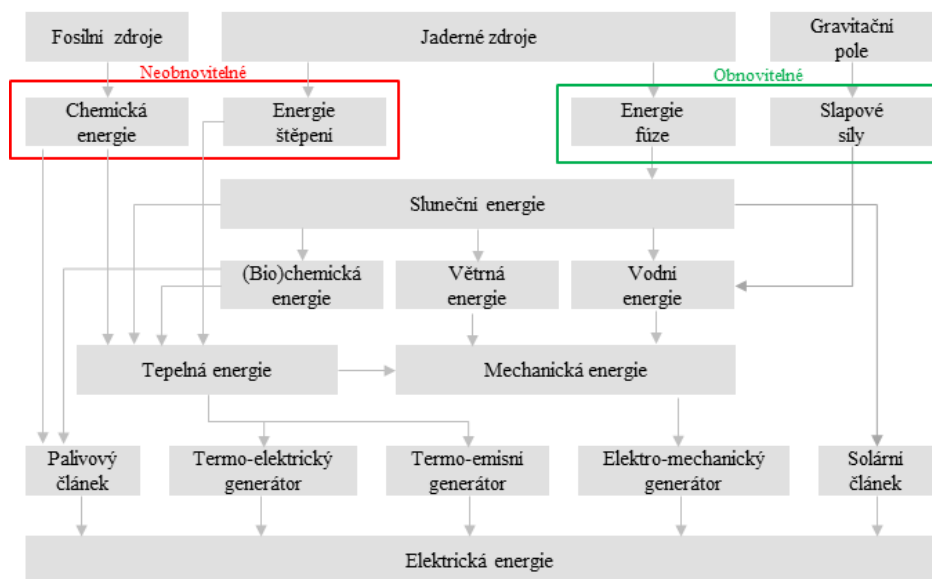
Analytická část práce vychází z dat veřejně a volně dostupných v databázích statistických úřadů (Český statistický úřad a EUROSTAT) a z ročenek pověřených ministerstev potažmo státních správ (Ministerstvo průmyslu a obchodu a Energetický regulační úřad). Získaná data byla zpracována na využití vhodných matematicko-statistických metod, jejichž popis je představen v úvodu analytické části.

3 TEORETICKÁ VÝCHODISKA

3.1 Zdroje elektrické energie

Ve spojení s elektrickou energií se často hovoří o její výrobě v nejrůznějších typech energetických instalací – uhelných, plynových, jaderných či fotovoltaických elektrárnách. Ačkoliv při určitém zjednodušení lze takovýto úměr považovat za vypovídající, z principu věci a především pak z vědeckého hlediska zachování energie je spíše zavádějící. Elektrickou energii totiž nelze nikdy vyrobit, pouze získat, často i několikanásobnou přeměnou, z jiných forem energie. Tento proces je však neodmyslitelně spojen s energetickými ztrátami v důsledku disipace přeměňované energie do okolí a smysluplný podíl takto získávané elektrické energie tak ve výsledku často tvoří pouhých 30 % původní energetické hodnoty primárního zdroje. Schematicky je řetězec těchto energetických přeměn vedoucích k získávání elektrické energie znázorněn na obrázku 1 níže. S ohledem na uvedené je nutné zdůraznit, že bude-li budoucí trend získávání elektrické energie jakýkoliv, resp. bude-li se ubírat cestou fosilních, jaderných či obnovitelných zdrojů, vždy je s ohledem na energetické ztráty přeměn klíčové využívání těchto zdrojů efektivně s co nejvyšší termodynamickou účinností přeměny [4].

Obrázek 1 Princip přeměny primárních energetických zdrojů na elektrickou energii



Zdroj: Vlastní zpracování dle [4]

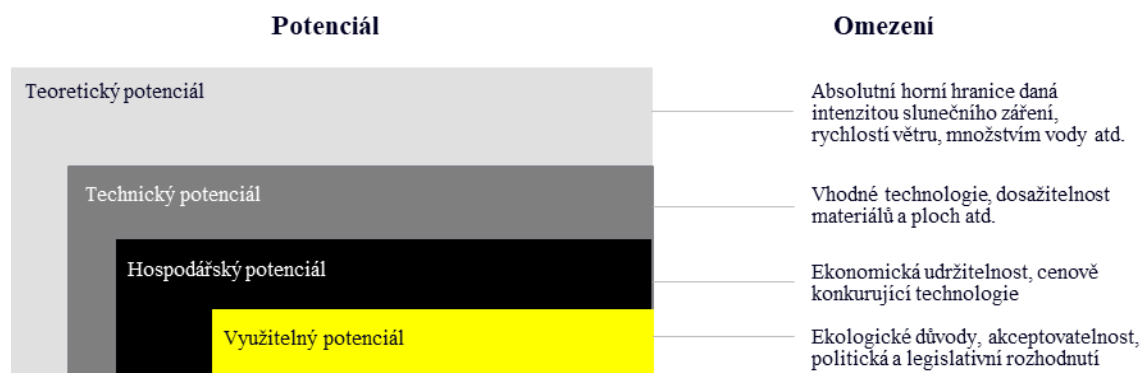
Na obrázku je mj. naznačeno i rozdělení zdrojů na obnovitelné a neobnovitelné. Klíčem k takovému rozdělení je především doba jejich přirozené obnovy. Zatímco i neobnovitelné

zdroje energie, mezi které řadíme především fosilní či jaderná paliva se v průběhu let částečně regenerují, je horizont takovýchto přeměn spjat s mnohonásobně delším časovým úsekem, nežli je tomu u zdrojů obnovitelných. Zatímco v prvním uvedeném případě bychom se bavili v řádech milionů let, u obnovitelných zdrojů je tento proces takřka okamžitý. Za obnovitelné proto budou v této práci brány především zdroje: vodní, větrné, sluneční, geotermální a v neposlední řadě též biomasa, biologicky rozložitelná část komunálních odpadů a bioplyn.

Z uvedené definice se zdá být potenciál obnovitelných zdrojů takřka neomezený, avšak při technickém využívání jakéhokoliv zdroje je nutné rozlišovat mezi potenciálem teoretickým, technickým, hospodářským a obecně využitelným. Význam těchto termínů ilustruje obrázek 2.

Zatímco teoretický potenciál OZE je vsutku obrovský, ten reálně využitelný je stále doposud velmi ovlivněn politicko-regulatorními opatřeními, úrovní vývoje dostupných technologií a jejich cenovou hladinou. Obecně lze tedy konstatovat, že při rozhodování o zdrojovém energetickém mixu jakéhokoliv státu, tedy i ČR, jsou stále v tržní společnosti rozhodující především jednotkové náklady na vyrobenou energii. Následující kapitoly se v kostce pokusí popsat základní princip fungování jednotlivých elektráren, jejich limitace a omezení vyplývající z fyzikální podstaty procesů vedoucích k výrobě elektřiny, ale stěžejní pozornost této práce bude věnovaná především klimaticko-energetickým cílům EU, příslušným politikám snižování emisí skleníkových plynů a systémům podpory OZE, neboť právě to jsou faktory, které mají na výsledné výrobní náklady ten nejvýznamnější vliv [5].

Obrázek 2 Odlišné chápání potenciálu obnovitelných zdrojů



Zdroj: Vlastní zpracování dle [5]

3.1.1 Tepelné (fosilní) elektrárny

V klasických tepelných elektrárnách je elektřina získávána dvoustupňovou energetickou přeměnou spalovaného fosilního paliva, obvykle zemního plynu či uhlí. Nejprve je spalovaným palivem ohříván roztopený kotel, jehož integrovanou součástí je vodovodní potrubí, kde je voda přeměňována na páru. Pára je následně vháněna na lopatky turbíny a v důsledku jejího obtékání lopatek je turbína roztáčena. V prvním stupni se tedy přeměňuje chemická energie paliva na mechanickou energii turbíny. Turbína je následně pomocí hřídele spojená s elektrickým generátorem a ten pak za pomoci elektromagnetické indukce produkuje střídavý elektrický proud. Druhým stupněm přeměny je tedy přeměna mechanické energie turbíny na již žádanou energii elektrickou. Celý koloběh vodní páry přitom probíhá v uzavřeném cyklu a lze jej tedy fyzikálně popsat Clausius Rankinovým dějem [4].

Za účelem zvýšení výkonu tepelných elektráren jsou kotle obvykle stavěny do tzv. výrobních bloků. V České republice se nejčastěji setkáme s instalovaným tepelným výkonem takovýchto bloků okolo 200 MW, přičemž jejich termodynamická účinnost není nikterak přelomová a často dosahuje pouze 30–35 %. Kompenzací relativně vysokých energetických ztrát tak často bývá alespoň strategické umístění elektrárny co nejbližší ke zdroji paliva tak, aby byly mitigovány náklady na jeho dopravu.

Výhodou tepelných elektráren jsou především vysoká výkonová hustota a spolehlivost, ale i relativně jednoduchá regulace výkonu. Rozjezd elektrárny sice může trvat až jednotky hodiny, odstavit se ovšem dají takřka okamžitě. Nevýhodou pak bezesporu tvoří značná emisní náročnost a nutnost ve velkém množství obstarávat emisní povolenky k pokrytí vypouštěných skleníkových plynů. V blízkosti uhelných elektráren, jež jsou značným emitentem nejen skleníkových plynů, ale i oxidů síry, dusíku a pevných polétavých částic, může navíc vznikat jak kyselý, tak fotochemický smog, který má neblahý dopad na životní prostředí, ale také bezprostředně snižuje komfort bydlení místními obyvateli. Spolehlivý provoz tepelných elektráren a stabilní dodávka elektrické energie je navíc podmíněna dostatkem palivových zásob, které tak často vyžadují nemalé uskladňovací prostory.

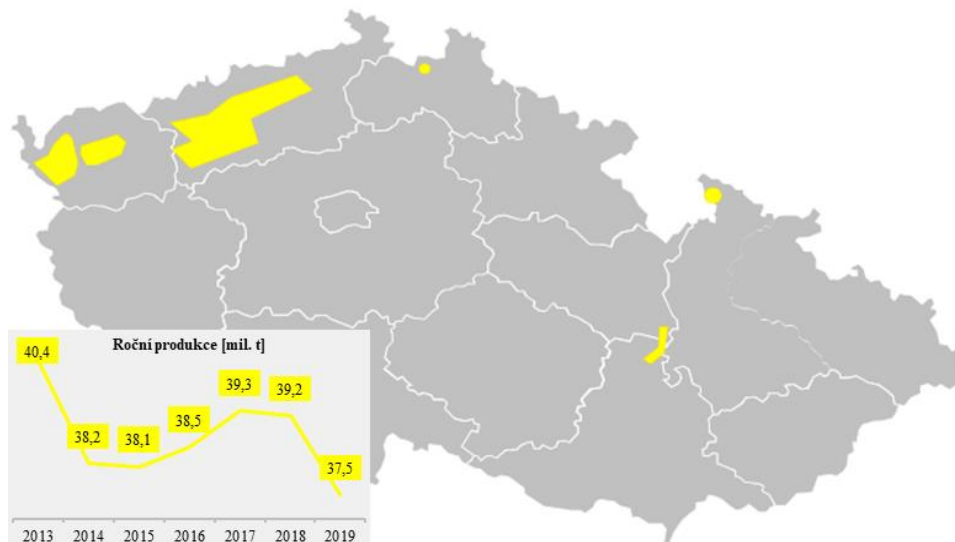
V souvislosti s ekologizací především uhelných zdrojů se v poslední době často hovoří o odsiřování paliva, mokrých i suchých vápencových vypírkách či denitrifikaci spalin. Tyto technologie sice mohou produkci škodlivých látek omezit a snížit tak devastaci

životního prostředí, často jsou ale velmi nákladné, a navíc ještě snižují, již ne tak vysokou, termodynamickou účinnost [6; 7].

V tepelných elektrárnách provozovaných na území ČR je nejčastěji spalováno hnědé uhlí, které je získáváno převážně z povrchové těžby. Mezi nejvýznamnější české hnědouhelné revíry patří podhůří Krušných hor u sokolovské a chomutovské pánve. Těžbě z těchto oblastí se pak v současnosti věnují pouze 4 společnosti: Severní energetická a.s., Vršanská uhelná a.s., Severočeské doly a.s., Sokolovská uhelná a.s., které dohromady provozují pět aktuálně aktivních lomů. Celková roční produkce z těchto dobývacích prostor spolu s jejich geografickým umístěním je naznačena na obrázku 3 níže [8].

Výhledově do roku 2030 by podle dostupných informací MPO měla Česká republika disponovat dostatečnými zásobami hnědého uhlí, tak aby byla v tomto ohledu plně soběstačná a nezávislá na zahraničním dovozu. Po tomto horizontu lze však očekávat častější narážení na ekologické těžební limity [9].

Obrázek 3 Evidovaná ložiska a produkce hnědého uhlí v letech 2013-2019 [mil. t]



Zdroj: Vlastní zpracování dle [8]

Modernější obdobou klasických tepelných instalací jsou elektrárny paroplynové. Ty fungují obdobně, pouze s tím rozdílem, že elektrická energie je zde generována pomocí dvou tepelných cyklů, nikoliv jen jedním. V prvním, tzv. plynovém cyklu, který je někdy také nazýván jako Braytonův, je za vysokých teplot okolo 1 200 °C spalován přiváděný zemní plyn ve směsi s přehřátým stlačeným vzduchem. Výsledkem tohoto spalovacího procesu

jsou spaliny, které jsou vpouštěny na lopatky plynové turbíny a ta po připojení elektrického generátoru, přeměňuje svou mechanickou energii na energii elektrickou. Jelikož vzniklé spaliny mají i po odezdání značné části své tepelné energie plynové turbíně stále vysokou teplotu cca 600 °C, postupují dále do druhého tzv. parního cyklu. Zde je odpadní teplo spalin předáno tepelnému výměníku, ve kterém je vyvíjena vodní pára, která je již obdobně, jako v případě klasických instalací, vháněna na lopatky druhé turbíny, kde tak dochází k sekundární výrobě elektrické energie. Kombinací Braytonova a Clausius Rankinova cyklu lze u paroplynových elektráren dosáhnout úhrnné tepelné účinnosti okolo 55 %. Jelikož však tuto účinnost nelze dále ovlivňovat jinak než zvyšováním odpadního tepla spalin nebo zapojením mezipřihříváku vyvíjené vodní páry, nelze ani za předpokladu využití nejmodernějších komponent a spalovacích komor očekávat dosažení lepší tepelné účinnosti než přibližně 60 % [4; 10].

Hlavní výhodou paroplynových instalací v porovnání s klasickými tepelnými zdroji je, kromě již nastíněné vyšší tepelné účinnosti, téměř zanedbatelná až nulová produkce pevných částic a významně nižší produkce emisí oxidů síry, a to až o 60 %. Není proto divu, že tyto technologie nabyly na své popularitě v globálním měřítku. Od konce 80. let byly kvůli tomuto relativně nízkému dopadu na životní prostředí vybudovány stovky paroplynových elektráren, především v USA, Japonsku, Velké Británii či Španělsku. Nevýhodou naopak může být vyšší volatilita ceny vstupního paliva – tedy zemního plynu oproti cenám uhlí. Tento ekonomický hendikep tak často vede k odstavení těchto zdrojů ze základního zatížení a k jejich realokaci pro poskytování podpůrných služeb k zajištění výkonové regulace v období odběrových špiček v síti.

V České republice jsou k dnešnímu dni v provozu celkem 3 paroplynové elektrárny s úhrnným instalovaným výkonem 1 338 MW. Na celkové produkci elektřiny se každoročně podílí přibližně 3-5 %. Za zmínku stojí obzvláště paroplynová elektrárna Vřesová, provozovaná společností Sokolovská uhelná, a.s. Zde není totiž spalován klasický zemní plyn, jak tomu obvykle u těchto instalací bývá, ale tzv. ergoplyn získávaný zplyňováním hnědého uhlí v integrovaném IGCC cyklu (Integrated gasification combustion cycle). Paroplynové elektrárny, které dokážou kromě zemního plynu také zplyňovat uhlí, mají obecně velký budoucí potenciál. Lze je totiž provozovat nezávisle na velkoobchodní ceně

zemního plynu a jejich rentabilita je vyšší i ve chvílích, kdy by se provoz klasické paroplynové elektrárny v důsledku vysoké ceny zemního plynu nevyplácel [11].

3.1.2 Jaderné elektrárny

Využívání jaderné energie se v poslední době dostává v mnoha státech pod palbu kritiky a často opakovaně vyvolává řadu bezpečnostních otázek. V evropském měřítku jsou tak stále častěji viditelné snahy o odstavení jaderných zdrojů. Ty můžeme sledovat především v Německu, Francii či Španělsku. Německo se zavázalo do roku 2022 odstavit všechny své jaderné elektrárny, resp. s jejich odstavením do indikovaného roku minimálně začít. Francie, která byla doposud na jádru energeticky zcela závislá, nejde sice cestou takto striktních opatření, přesto plánuje do roku 2035 výrobu z jaderných elektráren snížit ze stávajících 75 % z celkové roční produkce na maximálně 50 %. Hlavním důvodem této represe jsou otázky ohledně bezpečnosti provozu a skladování vyhořelého paliva, nemalá pozornost je ale také věnována možnému vojenské zneužití jaderného odpadu. Odstrašujícími případy, jak se může vyžívání jaderné energetiky vymknout lidské kontrole jsou například katastrofy v Three Mile Island, Fukušimě či Černobyli. I přes tyto obavy a politická opatření je stále jaderná energetika v evropském energetickém mixu nepostradatelná. V roce 2018 činil podíl vyrobené elektřiny z těchto zdrojů více než 28 %. Od roku 2006 toto sice představuje 17% snížení, stále se však jedná téměř o třetinu veškeré produkce [12; 13].

Průběh výroby elektrické energie v jaderných elektrárnách je principiálně velmi obdobný tomu v tepelných instalacích. I zde se jedná o uzavřený termodynamický cyklus teplotního média schopného změny skupenství, který je zakončen produkcí střídavého proudu. Odlišností je tedy při zjednodušení podstaty věci pouze primární energetický zdroj, tedy palivo. Zatímco v tepelných elektrárnách teplotnímu médiu předává svou energii spalované uhlí nebo plyn, v jaderných elektrárnách je teplo získáváno nejčastěji řízenou štěpnou reakcí mírně obohaceného ^{235}U , přesněji jeho oxidu UO_2 . Konkrétní typ paliva závisí na konstrukčním provedení a typu využívaného reaktoru, efektivita využívání energie na jednotku hmotnosti paliva je však u všech jaderných reaktorů s tepelnými instalacemi nesrovnatelná. Zatímco uhelné elektrárny jsou schopny z 1 kg primárního zdroje vygenerovat cca 1 kWh, jaderná elektrárna dokáže ze stejného množství již obohaceného uranu vyrobit téměř 10^6 krát více, tedy neuvěřitelných 0,31 GWh, a to i navzdory obdobné

tepelné účinnosti, která u většiny bloků současných PWR příp. VVER reaktorů nedosahuje více než 30-35 %. Porovnání energetické hustoty vybraných paliv a dominanci výkonu jaderného paliva demonstruje i níže uvedená tabulka 1 [14].

Je nutné si tedy uvědomit, že používání jaderného paliva, které má takto vysokou energetickou účinnost, bezesporu vede k nižšímu množství celkově vyprodukovaného odpadu, ten je však výrazně toxičtější a vyžaduje neuvěřitelně komplikované a dlouhé skladování v řádu desítek tisíc až milionů let, v závislosti na poločasu rozpadu obsažených radioaktivních izotopů. Jaderné elektrárny navíc není možné jen tak skokově odstavit. I po utlumení štěpné reakce kontrolními tyčemi, nebo chemickou regulací využitého moderátoru, dochází v aktivní zóně stále ke značnému vývinu zbytkového tepla, které je tak nadále nutné chladicím médiem efektivně odvádět, aby nedošlo k varu chladiva či tání palivových tyčí. Díky tomu nejsou jaderné elektrárny vhodným stabilizátorem sítě k vyrovnávání nečekaných výkyvů a slouží tak spíše jako zdroje základního zatížení [4].

Tabulka 1 Energetická hustota [MJ/kg] a výkon [kWh/kg] vybraných paliv

| | Energetická hustota paliva [MJ/kg] | Výkon paliva ¹ [kWh/kg] |
|----------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Obohacený uran | 3 900 000 | 1 083 303 |
| Uranová ruda | 500 000 | 138 885 |
| Vodík | 120-142 | 33,3-39,4 |
| Metan | 55 | 15,3 |
| Zemní plyn | 42-55 | 11,7-15,3 |
| LPG | 46-51 | 12,8-14,2 |
| Surová ropa | 42-47 | 11,7-13,1 |
| Diesel | 42-46 | 11,7-12,8 |
| Benzín | 44-46 | 12,2-12,8 |
| Černé uhlí | > 23,9 | > 6,6 |
| Methanol | 22,7 | 6,3 |
| Dřevo | 14-16 | 3,9-4,4 |
| Hnědé uhlí | 10-12 | 2,8-3,3 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [14]

V současné době jsou v České republice v provozu dvě jaderné elektrárny, Temelín a Dukovany, s kombinovaným instalovaným elektrickým výkonem reaktorů VVER

¹ Uvedený výkon paliva vychází z energetické hustoty a neuvažuje účinnost energetické přeměny, respektive ji pokládá za 100 %.

4 150 MW. Obě elektrárny jsou provozovány skupinou ČEZ, která tak má v tomto způsobu výroby elektřiny tržní monopol.

3.1.3 Elektrárny využívající biomasu a bioplyn

Vyžívání energie spalováním biomasy, konkrétně např. dřeva, představuje historicky vůbec nejstarší způsob, jak si kdy lidstvo energii z přírody obstarávalo. Biomasou však v současném chápání nerozumíme pouze cíleně pěstované energetické plodiny, ale i jakýkoliv materiál biologického původu, jež vznikl zemědělskou produkcí, chovem živočichů či zpracováním biologicky rozložitelné části komunálních odpadů (tzv. „BRKO“). Pro energetické zpracování je obecně nejpodstatnější biomasa rostlinného původu. Tu dělíme na:

- biomasu ze zemědělské půdy,
- biomasu z lesní půdy (tzv. „lesní dendromasu“) a
- zbytkovou biomasu.

U většiny zmíněných druhů se jedná o přeměněnou sluneční energii dopadající na zemský povrch na energii chemickou, zachycenou a uloženou v chemických vazbách organické hmoty. Jelikož intenzita slunečního osvětlení dopadajícího na planetu Zemi je pro růst biomasy dostatečná, mělo by z principu věci a za předpokladu hospodárného využívání půdy být tohoto zdroje vždy dostatek. Využitelný potenciál biomasy pro energetické využití je však vymezen především disponibilní plochou půdy vyčleněné pro pěstování energetických plodin a ta vyplývá z požadavků zajištění požadované míry potravinové soběstačnosti státu. Za předpokladu neměnného spotřebního potravinového koše a při zachování současné zemědělské produktivity a salda zahraničního obchodu lze disponibilní plochu ČR využitelnou pro energetickou biomasu odhadnout pro:

- 70 % potravinovou soběstačnost na 2 060 tis. ha pro energetické využití;
- 100 % potravinovou soběstačnost na 1 120 tis. ha pro energetické využití;
- 130 % potravinovou soběstačnost na 268 tis. ha pro energetické využití.

Hodnotu energetického potenciálu naznačených scénářů disponibilní plochy půdy při různých stupních potravinové soběstačnosti uvádí tabulka 2 níže. Uvedené hodnoty však předpokládají určitý časový odstup mezi výsadbou a sklizní, neboť energetické

hodnoty odpovídající příslušné disponibilní ploše půdy by v počátečních letech osazení byly výrazně nižší.

Za nejvýznamnější energetické rostliny pěstované na zemědělské půdě jsou pak považovány především řepka, konopí, obiloviny, kukuřice či rychle rostoucí byliny a dřeviny (např. topoly či olše). Pro pěstování těchto rostlin lze využít i méně úrodnou půdu, která by byla jinak stejně nevhodná pro pěstování plodin určených ke konzumaci nebo chov zemědělských zvířat či pro výsadbu lesní dendromasy [15; 16].

Tabulka 2 Plocha [tis. ha] a energetický potenciál [PJ/rok] zemědělské půdy ČR

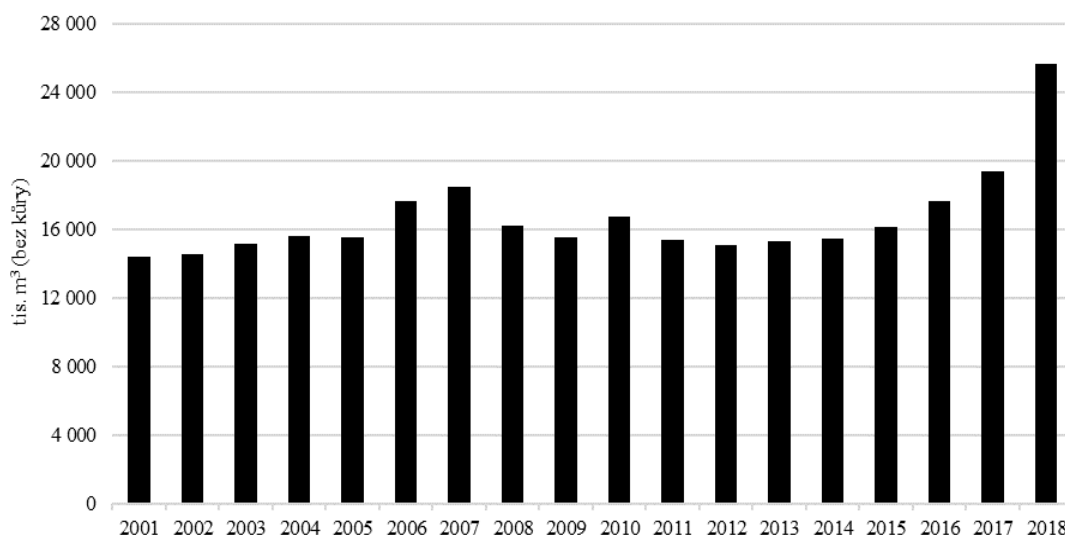
| Způsob využití zemědělské půdy | Typ půdy | Potravinová míra soběstačnosti | | | | | |
|---|-----------------------|------------------------------------|-------|-------|--|-------|-------|
| | | 70 % | 100 % | 130 % | 70 % | 100 % | 130 % |
| | | Disponibilní plocha půdy [tis. ha] | | | Hodnota energetického potenciálu ² [PJ/rok] | | |
| Celkem zemědělská půda | | 3 480 | 3 480 | 3 480 | - | | |
| Půda pro potravinovou soběstačnost | Orná půda | 1 401 | 1 858 | 2 390 | - | | |
| | Trvalé travní porosty | 19 | 114 | 822 | - | | |
| Disponibilní půda pro energetické využití | Orná půda | 1 147 | 680 | 169 | 108,9 | 64,6 | 16,1 |
| | Trvalé travní porosty | 913 | 440 | 99 | 54,1 | 26,1 | 5,9 |
| Celkem pro energetické využití | | 2 060 | 1 120 | 268 | 296,8 | 161,4 | 38,6 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle MZe [15]

Disponibilní potenciál lesní dendromasy (palivového dříví a kůry lesních dřevin) pro energetické využití není v ČR z průmyslového pohledu významný (0,5 - 0,6 PJ/rok) a je soustředěn spíše do sektoru domácností (18 PJ/rok). Těžba dřeva je relativně stabilní. Dlouhodobý průměr těžby se pohybuje mezi 15-16 mil. m³. V posledních letech však dochází vlivem rostoucích nahodilých těžeb k jeho mírnému nárůstu (viz graf 1). Důvodem jsou větrné kalamity a přemnožení podkorního hmyzu. Celkové zásoby vykazovaly v poslední dekádě mírný nárůst i přes konstantní výměru lesních pozemků.

² U souhrnných hodnot jsou kromě biomasy z orné půdy a trvalých travních porostů zahrnuty též vedlejší produkty – plevy, pokrutiny bez půdní náročnosti, hodnoty tedy neodpovídají pouhému součtu dvou uvedených kategorií.

Graf 1 Těžba dřeva v České republice v letech 2001–2018 [tis. m³]



Zdroj: Vlastní zpracování dle MPO [17]

Zbytkové zdroje biomasy představují potenciál přibližně 98,5 PJ/rok (detail viz tabulka 3). Jedná se přitom především o sklizňové zbytky typu sláma, seno či lesní těžební zbytky a zbytky ze dřevozpracujícího a papírenského průmyslu.

Tabulka 3 Energetický potenciál zbytkové biomasy v ČR [PJ/rok]

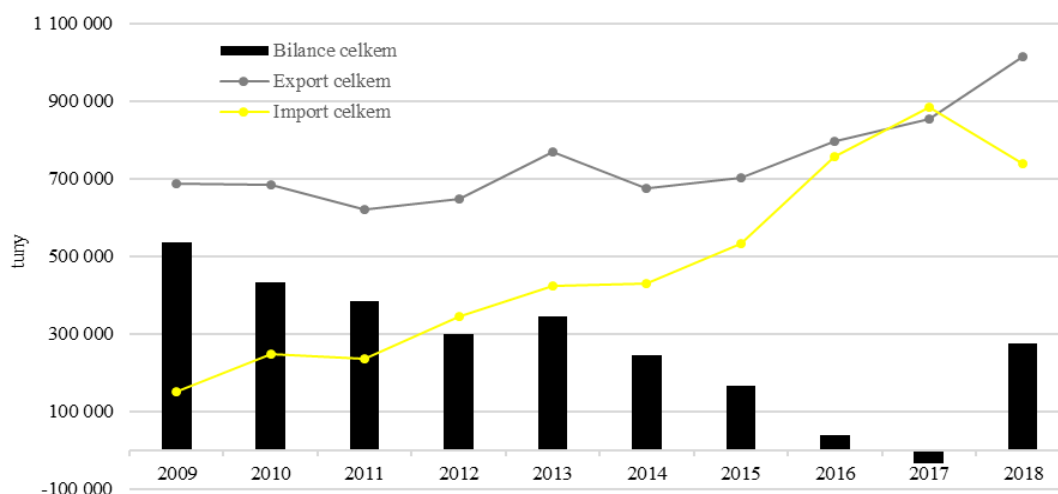
| Zemědělské zbytky | Využitelný potenciál [PJ/rok] | Dřevní zbytky | Využitelný potenciál [PJ/rok] |
|--|-------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| Zbytková obilná sláma | 45,3 | Lesní těžební zbytky | 4,8 |
| Zbytková sláma řepky | 4,4 | Kůra lesních dřevin | 5,0 |
| Produkty z čištění a zpracování obilovin | 3,0 | Odpad z pilařské výroby | 9,0 |
| Výpalky, pokrutiny | 14,0 | Odpad z dalšího zpracování dřeva | 9,0 |
| Exkrementy hospodářských zvířat | 4,0 | | |
| Celkem | 70,7 | Celkem | 27,8 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [15]

Z hlediska přeshraniční obchodní bilance celkové množství exportované dřevní biomasy z ČR v posledních 10 letech narůstá v průměru o 4,4 % ročně. Ještě více však rostou dovozy ze zahraničí, a to v průměru o 19,3 % ročně. Kladná obchodní bilance se tak postupně snižuje (viz graf 2). Nejobchodovanější artikl představují piliny a dřevní odpad. Z představených údajů lze implikovat, že nadbytek biomasy určený pro export na českém trhu se v průběhu posledních let postupně snižuje v důsledku rostoucí domácí poptávky a nebýt tak nabídkového šoku způsobeného kůrovcovou kalamitou, ČR by se od roku 2017

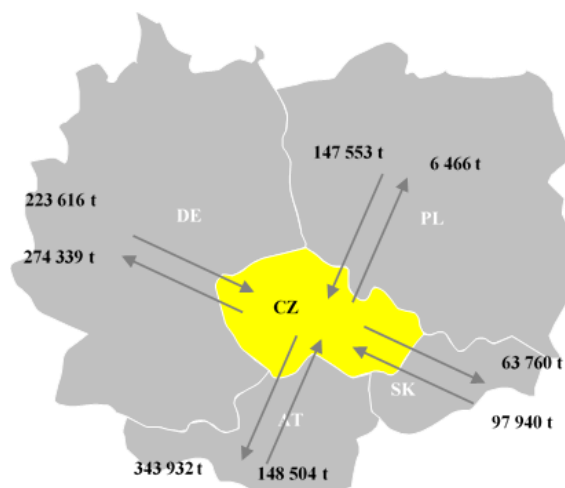
pravděpodobně stala čistým dovozcem dřevní biomasy. Nejvýznamnějšími obchodními partnery jsou v tomto ohledu Rakousko a Německo, kam směřuje i naprostá většina českých exportů. Z Polska a Slovenska se do České republiky biomasa naopak dováží (průměrné přeshraniční toky viz obrázek 4).

Graf 2 Přeshraniční toky dřevní biomasy [t]



Zdroj: Vlastní zpracování dle ČSÚ

Obrázek 4 Průměrný roční přeshraniční tok dřevní biomasy letech 2014-2018 [t]



Zdroj: Vlastní zpracování dle ČSÚ

Na biomasu lze obecně pohlížet jako na akumulovanou energii, kterou je možné dle potřeb celkem libovolně skladovat a v okamžicích zvyšující se poptávky obratem využít k výrobě elektřiny či tepla, případně k obojímu. Vyjma produkce elektřiny je biomasa také častěji využívána k přepracování na hodnotnější typy paliva (bionaftu, bioetanol, biometan,

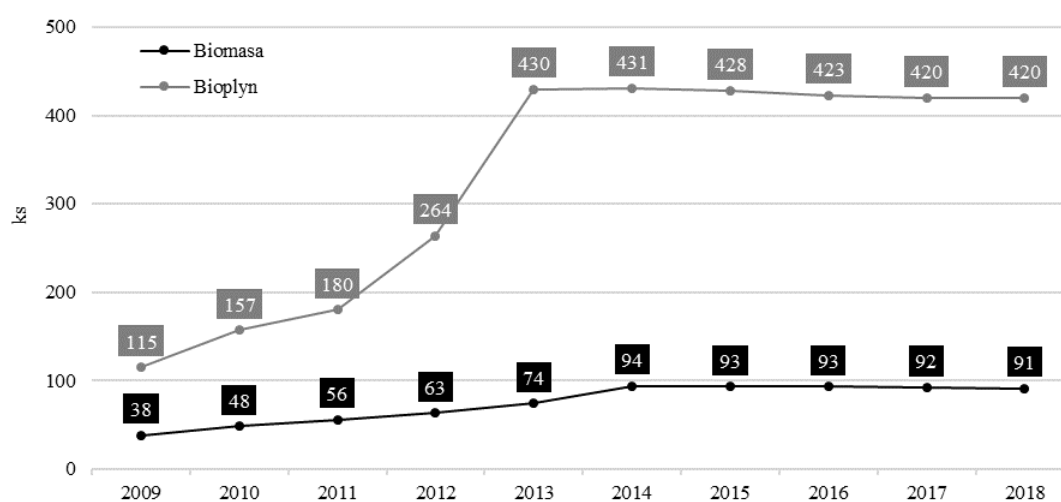
pyrolýzní plyn, generátorový plyn a další), a to v procesech zplyňování, pyrolýzou, anaerobní fermentací či esterifikací obsažených bioolejů. Konečný způsob využití tak často závisí pouze na specifických vlastnostech dostupného substrátu, např. obsahu vody, síry, halogenů a dalších sloučenin s vlivem na výhřevnost substrátu a liší se druhem konverze uložené chemické energie.

V ČR k nejčastějšímu způsobu konverze v biomase uložené energie patří spalování. V porovnání s fosilními zdroji totiž spalováním biomasy takřka nedochází k produkci skleníkových plynů, což pomáhá k plnění klimatických cílů snižování uhlíkové stopy ČR (k cílům blíže kapitola 3.2). Obzvláště pak produkce CO₂ je při spalování biomasy z pohledu životního cyklu (tzv. „LCA“) téměř nulová. Důvodem je uzavřený oběh uhlíku, v rámci kterého je spalováním emitovaný CO₂ opět vstřebáván nově rostoucími plodinami, které jej potřebují pro syntézu své organické hmoty. Tento proces je však neutrální vůči životnímu prostředí pouze v případech, kdy je v co největší možné míře minimalizována doprava substrátu ke zdroji, která v opačném případě výrazně zvyšuje emisní náročnost celého cyklu. Kromě spalování čisté biomasy lze biomasu také spoluspalovat s některými fosilními zdroji a tím dosahovat alespoň o trochu příznivějších emisních hodnot oproti klasickým tepelným elektrárnám. Spoluspalování biomasy a fosilních paliv využívá v České republice například elektrárna Ledvice, Tisová nebo Hodonín, kde se příměsi biomasy pohybují okolo 10–20 % [18].

Další významnou, a v ČR využívanou, technologií konverze elektrické energie z biomasy je její biochemická přeměna anaerobní fermentací na bioplyn a jeho následné spalování v bioplynových stanicích či paroplynových jednotkách. Při aerobní fermentaci je však velmi důležité přesně dodržovat předem dané fyzikálně-chemické podmínky jako je tlak, teplota, pH, koncentrace substrátu či metanogenních bakterií. Nedodržení těchto podmínek totiž může vést ke zvýšené produkci sulfanu, který je charakteristický svým nepříjemným zápachem a představuje častou obavu obyvatel žijících v blízkosti bioplynových stanic. Kvůli tendenci stavět tyto bioplynové stanice v odlehlejších oblastech je pak mnohdy komplikovanější palivový cyklus i závoz substrátu nebo např. napojení inženýrských sítí. Vhodně dimenzovaná bioplynová stanice přitom nejen, že nesnižuje komfort života blízkému okolí, nýbrž může i vytvářet řadu pracovních příležitostí. Podle studie mezinárodní organizace pro obnovitelné zdroje („IRENA“) vzniklo napříč Evropskou unií v roce 2018

přibližně 398 000 nových pracovních příležitostí, jež nějakým způsobem souvisely s rozvojem instalací spalujících či zpracovávajících biomasu. V ČR již v roce 2011 biomasa a s ní spojená odvětví výroby bioplynu a kapalných paliv zaměstnávala přes 8 600 lidí. Což bylo téměř devětkrát více, nežli počet zaměstnaných v oblasti fotovoltaiky či vodních elektráren. V letech následujících lze tak, i přes nedostupnost přesných informací, očekávat obdobný počet takto zaměstnaných osob, jelikož počet celkově udělených licencí ERÚ provozovněm zpracovávajícím biomasu, a bioplyn pro energetické využití od této doby spíše stagnuje (viz graf 3) [16; 19].

Graf 3 Evidované provozovny v oblasti zpracování biomasy a bioplynu [ks]



Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ [20]

3.1.4 Vodní elektrárny

Princip vodních elektráren není tolik odlišný od již popsaných tepelných instalací či jaderných zdrojů. Opět se jedná o dvoustupňovou energetickou konverzi primárního zdroje (zde vodní masy) na energii elektrickou, a to opět na základě elektromagnetické indukce roztáčeného turbogenerátoru propojeného společnou hřídelí s lopatkami turbíny, přes kterou pouze v tomto případě neproudí vodní pára nýbrž přímo vodní masa. Hydrologický potenciál proudící vody je přitom odvozen z Bernoulli rovnice, a to z jejích složek vyjadřujících vztah mezi tlakovou potenciální a kinetickou energií.

Volba instalované turbíny představuje hlavní zásadní rozdíl mezi odlišnými typy vodních elektráren, přičemž závisí především na účelu a hydrologických podmínkách příslušného vodního díla (tj. jedná se o průtokovou, akumulární či přečerpávací elektrárnu a jaký je tvar

terénu, průtok vody, rychlost proudění a spád). Pro menší spády a klasická vodní díla jsou většinou osazovány turbíny reakčního typu, tj. Kaplanovy či Francisovy, a to v celé škále svých modifikací. Pro vodní toky se spádem nad 500 m jsou pak využity turbíny akční, tzv. Peltonovy. V přečerpávacích vodních elektrárnách se naopak využívá turbín s reverzním chodem a s přenastavitelnými lopatkami. Z hlediska rozdílu tlaku vody při průtoku kolem lopatek lze turbíny dále dělit na rovnotlaké a přetlakové. Zatímco v těch rovnotlakých zůstává tlak vody před a za turbínou stejný, u přetlakových vstupuje voda do oběžného kola s určitým přetlakem. Vodní turbíny jsou obecně považovány za technicky nejdokonalejší otáčivé motory vůbec. Při velkých spádech, a tím pádem vysoké rychlosti proudění kapaliny, mohou dosahovat až účinností okolo 95 %.

Výhodou vodních elektráren je jejich nízká zátěž na životní prostředí, vyšší výkonová hustota oproti jiným obnovitelným zdrojům, nízké provozní náklady a minimální obsluha. Nevýhodou jsou pak částečná závislost na hydrometeorologických podmínkách, provoz závislý na dostatečném průtoku a stavu vodní hladiny a vysoké vstupní investice spojené s často dlouhou a komplikovanou výstavbou [21; 22].

V českých zemích má hydroenergetika dlouholetou tradici, její vývoj byl však v průběhu let docela nevyrovnaný a poměrně skokový. První vodní elektrárna byla spuštěna v roce 1887 v Jindřichově Hradci na řece Nežárce, následovaly elektrárny v Písku, v Praze na Těšnově a na Štvanici. Před druhou světovou válkou pak počet vodních děl přesahoval neuvěřitelných 10 tis., ty však byly rozvojem nových technologií překonány a v průběhu let postupně likvidovány. Rozvoj hydroenergetiky od přelomu 19. a 20. století tak zůstal podmíněn především vývojem nových typů vodních turbín a mohutnou elektrifikací území a s tím spojenou možností přenášet vyrobenou elektrickou energii na velké vzdálenosti k centrům spotřeby.

V současné době je v České republice v provozu okolo 1 500 vodních děl, přičemž drtivá většina z nich s instalovaným výkonem pod 10 MW, tedy v kategorii malých vodních zdrojů. Většinový energetický potenciál je tak v České republice soustředěn do menších vodních toků. Pro velké vodní instalace totiž nemá ČR zdaleka ideální podmínky. Hlavní toky jako Vltava, Labe, Dyje či Ohře nemají dostatečný průtok a především spád, navíc jsou již na strategických místech často zastavěny velmi hustou kaskádou nádrží sloužících nejen k energetickým, ale i rekreačním a vodohospodářským účelům. Lokality dosud nevyužité

pak disponují nedostatečnými hydrologickými podmínkami a horším ekonomickým potenciálem [23; 24].

Nejvýznamnější české vodní elektrárny jsou spolu s rokem jejich uvedení do provozu, instalovaným elektrickým výkonem i osazeným typem turbíny naznačeny v tabulce 4 níže. Z tabulky je evidentní, že největšími klasickými, tedy akumulacně průtočnými, instalacemi jsou Orlík, Slapy a Lipno. Naopak mezi nejvýkonnější přečerpávací elektrárny patří Dlouhé stráně a Dalešice. Všechna uvedená zařízení provozuje a spravuje skupina ČEZ.

Tabulka 4 Nejvýznamnější vodní elektrárny v ČR

| Název elektrárny | Rok uvedení do provozu | Instalovaný výkon [MW] | Typ | Osazená turbína |
|------------------|------------------------|------------------------|---------------------|---------------------|
| Dlouhé Stráně | 1996 | 650 | přečerpávací | reverzní Francisova |
| Dalešice | 1978 | 480 | přečerpávací | reverzní Francisova |
| Orlík | 1962 | 364 | akumulační průtočná | Kaplanova |
| Slapy | 1955 | 144 | akumulační průtočná | Kaplanova |
| Lipno I | 1959 | 120 | akumulační průtočná | Francisova |
| Kamýk | 1961 | 40 | akumulační průtočná | Kaplanova |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [24]

Přečerpávací elektrárny na rozdíl od těch klasických disponují nikoliv pouze jednou, nýbrž dvěma propojenými retenčními nádržemi s odlišným výškovým profilem a kromě samotné výroby elektřiny mj. plní i klíčovou funkci při stabilizaci elektrizační soustavy neboť umožňují akumulovat a redistribuovat elektrickou energii v čase. Vhodným provozem tak lze vyrovnávat nahodilé výkyvy v síti a to tak, že v okamžicích, kdy je v síti elektřiny přebytek, elektrárna elektrickou energii spotřebovává čerpáním vody ze spodní do horní nádrže a zabraňuje tak přetížení soustavy. Naopak, je-li v síti v důsledku zvýšené poptávky nedostatek nebo vypadl-li zdroj základního zatížení (např. nečekanou odstávkou jaderného bloku), je načerpaná voda z horní nádrže přepouštěna samospádem zpět do té spodní a při přepouštění je opět generován elektrický proud. Tento cyklický proces je z energetického hlediska nevhodný, neboť v důsledku několikanásobných konverzí vede k disipaci energie do okolí. Obvykle je pro akumulaci jedné kWh, nutno spotřebovat až o 40 % více energie (tedy cca 1,4 kWh). S nástupem intermitentních OZE však bude nutno s takovými ztrátami počítat, alespoň do doby, než budou jiné způsoby velkokapacitní akumulace elektřiny komerčně zralé [25].

3.1.5 Fotovoltaické elektrárny

Fotovoltaické instalace představují další ze způsobů, jak je možné využít sluneční energii dopadající na povrch země. Na rozdíl od některých již popsaných způsobů sluneční záření, které lze využívat nepřímo např. ve formě uzavřeného koloběhu vody, či vznikem organické hmoty biomasy, potažmo její následné přeměny na fosilní paliva, se u fotovoltaických elektráren jedná o přímou jednostupňovou konverzi dopadajícího elektromagnetického záření na stejnosměrný proud.

Způsob, jakým fotovoltaické elektrárny přeměňují sluneční energii na energii elektrickou, je velmi jednoduchý a šetrný k životnímu prostředí. Principiálně se jedná o tzv. fotoelektrický jev, v rámci kterého je využíváno specifických vlastností polovodičových diod a přechodů mezi nimi. Tyto diody, jimiž jsou solární panely osazovány, nazýváme sluneční články. Ty jsou složeny z polovodičů typu P a N, jež se liší počtem volných elektronů a elektronových vakancí a z tzv. P-N přechodové oblasti difuzně vzniklé mezi nimi, která umožňuje průchod elektronů pouze v jednom propustném směru. Při zachycení slunečního záření přechodnou oblastí dochází k absorpci elektromagnetického záření, excitaci v přechodu obsazených elektronů do vyšších energetických vrstev a k jejich vychýlení z oběžných drah do N vrstvy. N vrstva tudíž získává negativní náboj a mezi N a P vrstvou vzniká rozdíl potenciálů. Pokud je dopadající sluneční záření dostatečné intenzity a mezi vrstvami vznikne dostatečné napětí, dochází po propojení N a P vrstev v důsledku jednostranné propustnosti přechodu k uspořádanému pohybu elektronů žádoucím obvodem, tedy ke vzniku stejnosměrného elektrického proudu [21].

Samotný jeden fotovoltaický článek má jen velmi malou perspektivu využití. Jeho výstupní napětí i produkovaný výkon by byl pro většinu aplikací příliš malý a nedostačující. Proto jsou články obvykle sériově i paralelně spojovány do větších formací s instalovaným výkonem mezi 10 a 350 W, které je již možno komerčně využívat. Pro dosažení životnosti okolo 20 až 30 let jsou články ukládány do hermeticky uzavřených pouzder, která jsou opatřena vysoce průhledným tvrzeným sklem. Proud, který můžeme ze slunečního panelu odebírat, je přímo úměrný velikosti ozařované plochy a intenzitě dopadajícího slunečního záření. Ta je napříč světem velmi odlišná a mimo jiné vysoce závislá na čistotě ovzduší, neboť právě prachové částice a aerosoly mohou snižovat propustnost atmosféry a odrážet prostupující světlo zpět do kosmu.

Zvolený typ i instalovaný výkon fotovoltaických systémů závisí na druhu umístění a účelu využití. Nezávislé grid-off systémy je například vhodné instalovat zejména na místech, kde není dobrá dostupnost k rozvodné síti a náklady na vybudování přípojky by byly srovnatelné s cenou samotné technologie, nebo v místech kde by jejich připojení mohlo v dané lokalitě představovat bezpečnostní riziko z hlediska stability soustavy. Hybridní grid-off systémy jsou naopak využívány tam, kde je vyžadován celoroční provoz se značným vytížením, ale odlišným chodem v zimních a letních měsících a jsou často doplněny akumulačním systémem. Síťové grid-on systémy se pak nejvíce uplatňují v oblastech s hustou elektrorozvodnou sítí a jsou většinou integrovány na střechy či do obvodového pláště budov.

Fotovoltaické systémy je možno i kombinovat s jinými technologiemi na lokální úrovni v rámci jednotlivých FVE, nebo globálně v rámci distribuční soustavy. Na lokální úrovni jde např. o využití přebytků k ohřevu teplé vody, jejich uložení v akumulátoru, případně kombinaci s dalšími technologiemi, například tepelným čerpadlem. Na globální úrovni jde například o výrobu tzv. syntetického metanu (Power2Gas) a další technologie v současnosti v ČR dosud většinou nepoužité [24; 23].

Fotovoltaické systémy obecně vstoupili na trh přelomem tisíciletí a v důsledku masivních státních intervencí brzy ovládly většinu nových investic do obnovitelných zdrojů. V ČR dosáhla fotovoltaika největšího rozmachu po roce 2009, kdy se během několika málo let instalovaný výkon solárních elektráren téměř čtyřnásobil. Tento tzv. „solární boom“ byl způsoben znatelným snížením pořizovacích nákladů a obecně větší dostupností fotovoltaických panelů v kombinaci s výraznou podporou státu, který tím chtěl dostát svých klimaticko-energetických závazků vyrábět 13 % energie z obnovitelných zdrojů do roku 2020. Nárůst se usadil až kolem roku 2012 na hodnotě 2 050 MW. Důvodem této stagnace bylo především postupné omezování státní podpory pro nové instalace (k podpoře více kapitola 3.4).

Dle posledních dostupných dat ERÚ o vydaných a platných licencích bylo ke konci roku 2018 v ČR celkem 28 412 licencovaných FVE o úhrnném instalovaném výkonu 2 120 MW. Na aktuálním počtu licencovaných instalací se přitom nejvíce podílejí malé instalace s výkonem do 30 kW, a to z cca 92 % (25 734 instalací), nicméně tyto instalace představují pouze cca 12 % instalovaného výkonu FVE. Nejvyšší podíl na instalovaném výkonu mají

FVE o výkonu 1-5 MW (celkem cca 48 %). Segment FVE do 30 kW tak přispěl k solárnímu boomu z pouze okrajově. V letech 2009-2012 se sice více než zdvojnásobil počet těchto instalací, ale stávající instalovaný výkon se v tomto důsledku navýšil pouze o cca 8,5 %. Tento segment tak není doposud ani zdaleka saturován a nabízí významný potenciál dalšího rozvoje. Navíc v segmentu domácností a v segmentu podnikatelského malooběru, jako tržních segmentech s nejvyšší cenou elektřiny pro koncového zákazníka, dochází k nejrychlejšímu přibližování se ceny výroby z FVE hranici ceny elektřiny. Výroba elektřiny z FVE v těchto segmentech, určená převážně pro vlastní spotřebu, tak může být v blízké době ekonomicky výhodná i s minimální podporou a v budoucnu lze předpokládat, že v závislosti na růstu cen elektřiny a poklesu cen technologií dojde v těchto segmentech jako v prvních k dosažení tržní parity. Segment elektráren s instalovaným výkonem nad 1 MW se od zastavení podpory v roce 2014, resp. výrazným snížením v roce 2010, zastavil a nové instalace již nepřibývají. Tržní paritu instalací s výkonem od 1 MW určených pro dodávku do sítě lze očekávat kolem roku 2025. Tento stav může nastat i dříve, dojde-li k výrazné změně vnějších podmínek (zejména růstu ceny silové elektřiny, zesílení vlivu zpoplatnění uhlíku či zvýšení daně z elektřiny). Klíčový bude rovněž vývoj cen technologií, cen práce a vývoj cen elektřiny pro odběratele na nízkém napětí [20].

Panely na trhu v ČR lze rozdělit do dvou základních skupin – na krystalické, které mají vyšší účinnost, a na tenkovrstvé s nižší účinností (a dříve i cenou). Od roku 2011 se však cenová výhoda tenkovrstvých panelů postupně vytrácí a v současnosti již tato skupina ztratila své dominantní postavení. Celosvětově panely s články z krystalického křemíku pokrývají 95 % trhu, v ČR je jejich podíl ještě vyšší. Účinnost panelů se v současnosti pohybuje kolem 18,5 %, běžně jsou však k dostání i panely přesahující účinnost 20 %. Vyšší účinnost panelů znamená při stejném výkonu méně nosných konstrukcí a dalšího montážního materiálu, nižší pracovní náročnost a záběr menší plochy, případně více instalovaného výkonu na stejně velké ploše. Ve výsledku potom mohou mít FVE srovnatelné investiční náklady i při velkých rozdílech v účinnosti použitých panelů.

Ceny fotovoltaických panelů ještě donedávna klesaly v dlouhodobém průměru o 16-20 % při každém zdvojnásobení celosvětově instalované kapacity. V současné době ceny ostatních komponent klesají pomaleji a cena práce roste. V důsledku těchto trendů klesají ceny celých elektráren nyní pomaleji či dokonce stagnují. Podle studie zpracované EGÚ

Brno se aktuální investiční náklady malých středních instalací s výkonem v rozmezí jednotek až desítek kW pohybují v zavislosti na výkonu okolo 22–30 tis. Kč/kW (bez DPH), zatímco ceny systémů s instalovaným výkonem ve stovkách kW určených pro dodávku elektřiny do sítě se pohybují kolem 20 tis. Kč/kW (bez DPH). Jiné zdroje jsou ještě optimističtější a uvádí investiční náklady velkých systémů s výkonem nad 1 MW na úrovni 18 až 21 tisíc Kč/kW (bez DPH) resp. u výkonů nad 5 MW 16 až 17,5 tis. Kč/kW (bez DPH). Zjednodušeně tak lze konstatovat, že čím větší instalace, tím nižší pracovní náročnost na jednotku výkonu a tím více se do celkových investičních nákladů promítají trendy poklesu cen jednotlivých komponent, a tedy i klesá celkový náklad na kW. U masivních komerčních elektráren ve výkonových třídách nad několik MW mohou však do nákladů vstupovat také investice do pozemků nebo náklady na připojení do distribuční sítě a ceny tak už spíše stagnují. Porovnání měrných investičních nákladů FVE v zavislosti na výkonu různě velkých instalací naznačuje tabulka 5 níže [26; 27].

Tabulka 5 Ceny FVE v závislosti na výkonu v roce 2020 [Kč bez DPH/kW]

| Určení | Instalovaný výkon elektrárny [kW] | Investiční náklady ³ [Kč bez DPH/kW] |
|--|-----------------------------------|---|
| Prosumers (malé střešní instalace rodinných domů určené především pro vlastní spotřebu) | 5 | 30 000 |
| | 30 | 25 000 |
| | 50 | 22 000 |
| | 100 | 20 000 |
| Průmysl (systémy určené pro dodávku elektřiny do sítě, obvykle velké střední instalace nebo volně stojící solární parky) | 500 | 20 000 |
| | 5 000 | 20 000 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [26]

I když byl motivační nástroj Energetického regulačního úřadu, jež vedl k solárnímu boomeru, často kritizován, je nutné si přiznat, že sled těchto událostí dal v průběhu let vzniknout současné infrastruktuře fotovoltaických elektráren s nemalým instalovaným výkonem a značně napomohl k posílení OZE ve výrobním mixu ČR. Na celkové produkci elektřiny se však i přes tuto skutečnost FVE dnes podílejí pouhými jednotkami procent, což lze přisuzovat nevhodným geografickým podmínkám, nedostatečnému koeficientu využití (okolo 12 %), malé intenzitě dopadajícího slunečního záření (sotva 800 W/m²) a ročnímu

³ Uvedené ceny zahrnují všechny náklady spojené s uvedením FVE do provozu vyjma nákladů spojených se zajištěním pozemku a vyvedením výkonu do DS.

úhrnu dopadající sluneční energie pouze přibližně 1 250 kWh/m². Fotovoltaická infrastruktura v ČR je tak spíše naddimenzovaná, přesto technický realizovatelný potenciál zůstává dle některých studií obrovský (viz tabulka 6 níže) [23].

Tabulka 6 Technický potenciál FVE v ČR [GW]

| Umístění FVE | | Odhad celkového technického potenciálu [GW] | | |
|---------------------|-------------------|---|-------------|-------------|
| | | dle [26] | dle [27] | dle [28] |
| Rezidenční budovy | Střechy | 6,2 | 4,5 | 8,8 |
| | Fasády | 8,8 | - | 3,5 |
| | Stínící prvky | - | - | 0,6 |
| | Přírůstky do 2050 | - | - | 3,5 |
| Nerezidenční budovy | Střechy | 4,3 | 7,3 | 8,5 |
| | Fasády | 4,4 | - | 2,9 |
| | Stínící prvky | - | - | 0,3 |
| | Přírůstky do 2050 | - | - | 1,2 |
| Protihlukové stěny | | - | - | 0,1 |
| Parkovací stání | | - | - | 5,0 |
| Brownfieldy | | 15,3 | - | 0,5 |
| Celkem | | 39,0 | 11,8 | 34,9 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [26; 27; 28]

3.1.6 Větrné elektrárny

Větrná elektrárna využívá k výrobě elektřiny proudění vzduchu okolo vrtulových listů. Toto proudění vzniká nerovnoměrným ohřevem povrchu země v důsledku odlišné morfologie a rostlinného pokryvu krajiny a projevuje se rozdílem atmosférických tlaků vzduchových mas, které jsou následně uváděny do pohybu. Některá místa zemského povrchu navíc přirozeně mají příznivější větrné podmínky nežli místa jiná. Působením vzniklých aerodynamických sil na list vrtule pak dochází k jejímu roztočení a po připojení rotoru k elektrickému generátoru i k výrobě střídavého elektrického proudu. Jedná se tak o dvoustupňovou konverzi energie větru nejprve na mechanickou energii turbíny a následně na energii elektrickou.

Aerodynamické síly působící na jednotlivé lopatky vrtule a tím i vyprodukovaná elektrická energie je přímo úměrná rychlosti větru, a naopak nepřímo úměrná vyvíjenému tření otočných mechanických komponent a vzdušným vírům vznikajícím za lopatkami turbíny. Konce listů se navíc otáčí s vyšší obvodovou rychlostí nežli středové části a výsledná účinnost tedy závisí nejen na počtu listů, ale i součiniteli rychloběžnosti konců listů vrtule

a rychlosti větru. Popsanou souvztažnost fyzikálních veličin udává tzv. Betzův zákon, který tak u novodobých instalací předpokládá teoreticky maximální možnou účinnost přeměny kinetické energie větru na energii elektrickou okolo 59 %. V současné době však moderní instalace nejsou schopny dosáhnout více než 45 % [21].

Na životní prostředí je větrná energetika relativně šetrná. Při provozu nedochází k emisi žádných tuhých látek ani skleníkových plynů, nevznikají palivové odpady ani není spotřebovávána užitková voda, jak tomu bývá například při chlazení v primárních okruzích jaderných elektráren. Konstrukce elektrárny ale klade vysoké nároky zabrané zemědělské půdy na jednotku výkonu, resp. nedisponuje takovou hustotou energetického toku, jak je tomu o jiných typech OZE (viz tabulka 7). Samotný stožár s rotorem sice tolik místa nezabírá, ale elektrárny jsou často ohraničeny, aby nebyly přístupné veřejnosti, zabezpečovaly bezpečný provoz a bezbariérový přístup v případě nečekaných hydrometeorologických událostí, zvýšených větrných poryvů a údržby.

Tabulka 7 Hustota energetického toku – zábor plochy [W/m²]

| Typ elektrárny | Hustota energetického toku ⁴ [W/m ²] | |
|-------------------|---|--------------|
| | dle [29] | dle [30] |
| Uhelná | 20,2 | 100-1 000 |
| Paroplynová | 19,9 | n.a. |
| Jaderná | 274,3 | 1 000 a více |
| Spalující biomasu | 0,05-0,2 | n.a. |
| Fotovoltaická | 5,7 | 4-6,5 |
| Větrná | 3,5 | 1,5-3 |
| Vodní | 0,8 | 0,1-25 |
| Geotermální | 250,0 | 22,2-177,5 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [29] a [30]

Při stavbě nových větrných turbín je také často diskutovaná otázka estetičnosti a zásahu do krajinného rázu, zejména pokud se jedná o více turbín, které tvoří tzv. větrné farmy. Další nevýhodou je nestabilita dodávek elektrického proudu a způsobené výkyvy v elektrické síti,

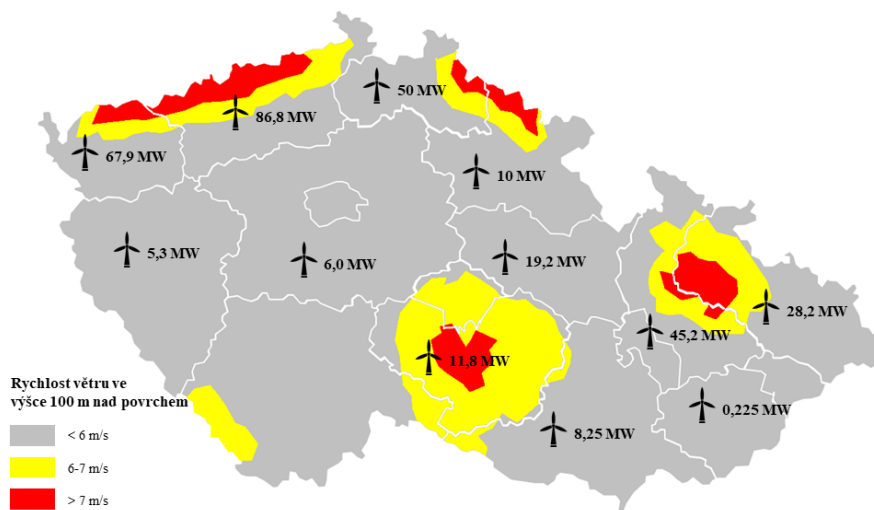
⁴ Naznačená hustota energetického toku reflektuje dva odlišné literární prameny, a i když převaha některých porovnávaných zdrojů je evidentní (tj. uhelné, jaderné elektrárny), existují i u těchto téměř až řádové odlišnosti, které lze připsat odlišným metodikám zohlednění koeficientu využití, a především půdním nárokům na těžbu a zpracování paliva. U uvedených jaderných elektrárnách totiž celkový zábor plochy vysoce závisí na výtěžnosti a bohatosti získávané rudy.

to je však břímě většiny intermitentních OZE, tedy i fotovoltaických a vodních elektráren, které taktéž závisí na hydrometeorologických podmínkách. Dříve se k negativům připisovaly též akustické emise na okolí. Ty se postupnými konstrukčními úpravami vrtulových listů podařilo snížit, avšak i nadále zůstávají předmětem především nízkých obvodových rychlostí lopatek, které je často složité udržet, a které navíc snižují celkovou účinnost, a tedy i rentabilitu elektrárny [24].

V globálním měřítku byly větrné elektrárny začátkem 21. století hlavním kandidátem jako nástupce fosilních paliv. Důvodem byl neuvěřitelný technologický pokrok na poli větrných turbín a tvaru lopatek. Získávání elektrické energie z těchto elektráren tak zaznamenalo velký nárůst na celkovém podílu OZE v celosvětovém energetickém mixu. Největší expanze bylo možné pozorovat v USA, Dánsku, Velké Británii či Německu, kde celkový instalovaný výkon turbín exponenciálně rostl a v roce 2013 již dosahoval úhrnně téměř 300 GW. Dodnes se v Evropě větrná energetika na celkové produkci elektřiny podílí téměř jednou třetinou.

V České republice takové oblíbenosti větrné elektrárny zatím nedosahují. V roce 2015 jejich podíl na celkové produkci činil pouze necelé 1 %, což lze připsat nevhodným povětrnostním podmínkám napříč českým územím a geografické poloze národních parků a CHKO, které často zabírají vhodná pohraniční pásma. Efektivní rychlosti proudění větru okolo 7 m/s je tak dosahováno pouze v podhůří Krušných hor, na Českomoravské vrchovině a v Jeseníkách, kde jsou již větrné parky větších výkonů instalovány (viz obrázek 5 a tabulka 8) [31; 32].

Obrázek 5 Průměrná rychlost větru [m/s] a inst. výkon větrných elektráren [MW]



Zdroj: Vlastní zpracování dle [32]

Tabulka 8 Největší větrné parky v ČR

| Název větrného parku | Rok instalace | Instalovaný výkon [MW] | Počet turbín | Lokalita |
|----------------------|---------------|------------------------|--------------|----------------------|
| Kryštofovy Hamry | 2007 | 42,0 | 21 | Ústecký kraj |
| Václavice | 2017 | 26,1 | 13 | Liberecký kraj |
| Horní Loděnice | 2009 | 18,0 | 9 | Olomoucký kraj |
| Jindřichovice II | 2019 | 15,4 | 7 | Karlovarský kraj |
| Andělka | 2012 | 12,3 | 6 | Liberecký kraj |
| Červený kopec | 2012 | 13,8 | 6 | Moravskoslezský kraj |
| Horní Paseky | 2012 | 10,0 | 5 | Karlovarský kraj |
| Jindřichovice | 2010 | 9,2 | 4 | Karlovarský kraj |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [31]

3.1.7 Ostatní výrobní zdroje

V kapitolách výše jsou zmíněny všechny energetické zdroje, které jakoukoliv mírou přispívají k produkci elektřiny na území ČR a jsou tedy součástí národního energetického mixu. Tento přehled však nepředstavuje taxativní výčet všech možných způsobů výroby elektřiny. Energetika je velmi dynamické odvětví a stále více převládají snahy omezovat výrobu z fosilních paliv, a tak lze předpokládat, že se i český energetický mix bude v budoucnu rozrůstat o technologie méně časté a pro plošné využití na českém území ne zcela vhodné. Proto je na místě zmínit i některé minoritní výrobní technologie, například tepelná čerpadla a palivové články, které již dnes doznávají značné popularity napříč světem. O to se pokusí následující odstavce.

Tepelná čerpadla jsou založena na využívání geotermální energie zemského jádra, která vzniká průběžným rozpadem radioaktivních látek v jádru obsažených. Geotermální elektrárna se skládá z uzavřeného vodního cyklu v tlakových potrubích, jež jsou vedeny hluboko pod zemský povrch, dále ze soustavy vodních čerpadel a paroplynové turbíny s elektrickým generátorem. Nejprve je voda vtlačována do hloubkových zemských vrtů, kde dochází k jejímu ohřevu až na teplotu kolem 250 °C, voda tím mění své skupenství a v podobě páry je čerpána zpět na povrch. Vygenerovaná pára je následně vháněna na lopatky turbíny, kde je již několikrát popsáním způsobem generován elektrický proud. Tento typ elektráren je hojně využíván v Indonésii, USA, Norsku či na Islandu. Na Islandu se tepelná čerpadla podílí dokonce 30 % na celkové výrobě elektřiny. Geotermální teplo není však pod zemským povrchem rozloženo rovnoměrně, a proto s dostupnými technologiemi využitelný potenciál pro ČR je aktuálně zanedbatelný. Lze však předpokládat, že výhledově

by mohlo dojít ke zvýšení efektivity výstavby hloubkových vrtů, které by umožňovaly kapalinu vtláčet do větších hloubek a v tom případě by i tyto technologie mohly najít své místo v energetickém mixu ČR [21].

Palivový článek je zařízení schopné oxidačně-redukční reakcí měnit chemickou energii přiváděného paliva přímo na elektrický proud. Součástí jakéhokoliv typu článku jsou vždy minimálně následující komponenty: katoda, anoda, elektrolyt, katalyzátor a membrána oddělující katodickou a anodickou reakční oblast. Na anodu je kontinuálně přiváděno palivo – tedy libovolná sloučenina schopná disociace (nejčastěji H_2). To je v důsledku přítomnosti katalyzátoru iontově disociováno na elektrony a příslušné kationty, které následně prochází elektrolytem a skrze vloženou membránu do katodické oblasti, kde jsou slučovány s, na katodu přiváděným, oxidačním činidlem (nejčastěji O_2) a ve formě odpadního produktu odebírány z reaktorového prostoru. Uvolněným elektronům není průchod elektrolytem a skrze membránu do katodické části umožněn a opouštějí tedy reaktorový prostor odděleným elektrickým obvodem, kde v tomto důsledku vzniká jednosměrný elektrický proud. V principu se tedy jedná o jev opačný k elektrolýze.

Palivové články mohou být velmi šetrné k životnímu prostředí. Při vhodně zvoleném palivu mohou být výsledkem reakce pouze molekuly vody. Jejich princip byl objeven již v druhé polovině 19. století, průmyslové využití je však vyvíjeno doposud. V současnosti se uplatňují především v podmořských nebo vesmírných výzkumech nebo také jako náhrada pohonných jednotek v elektrovozech, či v záložních dieselagregátech. Především vysoká účinnost energetické konverze je tak řadí mezi budoucí perspektivní zdroje. Japonsko má například v plánu vodíkovými články vybavit do roku 2020 85 % domácností a zabezpečit tak jejich energetickou soběstačnost především v odlehlejších a seismicky rizikových obytných oblastech. O tom, jakou reálnou budoucnost mají palivové články v ČR, lze jen spekulovat. Již v současné době však v ústavu ÚJV Řež s úspěchem probíhají prvotní pilotní projekty zaměřené na aplikaci vodíkových prototypů pro pohon elektrovozidel, lze tak očekávat spíše nasazení v sektoru dopravy nežli nějaký výraznější příspěvek v energetickém mixu [33; 34].

3.2 Legislativní klimaticko-energetický rámec EU

Klimaticko-energetická politika je pro Evropskou unii bezesporu současně jedním z ožehavých témat. Unijní regulace zaměřená na snižování emisí skleníkových plynů se ve velké míře podepisuje i na podobě a vývoji české energetiky. Následující kapitoly se proto pokusí v kostce shrnout dosavadní vývoj evropského legislativního rámce týkajícího se problematiky ochrany klimatu a snižování emisí skleníkových plynů, a také legislativu v oblasti podpory obnovitelných zdrojů energie. Oba tyto faktory se v důsledku projeví postupným odklonem od fosilních zdrojů a rostoucí konkurenceschopností na trhu obnovitelných zdrojů, jelikož přímo ovlivňují rentabilitu provozu klasických tepelných instalací a zároveň i cenovou paritu OZE a neodmyslitelně tak povedou ke změně evropského i národního energetického mixu, který nebude determinován ničím jiným nežli náklady na jednotku vyrobené elektřiny.

V oblasti snižování emisí CO₂ bude proto pozornost zaměřena především na Systém obchodování s emisními povolenkami („EU ETS“) jakožto na hlavní nástroj regulace a monetizace externalit spojených s vypouštěním CO₂ (resp. CO₂ ekvivalentu⁵) v oblasti energetiky a průmyslu na celoevropské úrovni.

U legislativy týkající se podpory obnovitelných zdrojů pak bude také analyzován vývoj závazků v oblasti spotřeby OZE s důrazem na závazky vyplývající ze současné platné evropské legislativy a závazky vyplývající ze směrnice RED II, které budou členské státy povinny implementovat a plnit do roku 2030.

3.2.1 Snižování emisí CO₂

Ke snižování emisí skleníkových plynů se Evropská unie upsala již v rámci Pařížské dohody v roce 2015, kdy akceptovala závazek s cílem snížit do roku 2030 emise alespoň o 40 % oproti hodnotám kótovaným k roku 1990. Česká republika tento úvazek ratifikovala později, v roce 2017.

K dosažení vytyčeného závazku byla v průběhu let přijata řada legislativních a jiných opatření. Tím hlavním bylo zavedení Systému obchodování s povolenkami na emise

⁵ CO₂ ekvivalent představuje globálně uznávanou unifikovanou míru využívanou pro srovnání příspěvku různých skleníkových plynů (např. CO₂, CH₄, N₂O, PFC a dalších) ke globálnímu oteplování.

skleníkových plynů („EU ETS“), který reguluje vypouštění CO₂ ekvivalentu v sektorech energetiky a průmyslu. Zbylé hospodářské sektory, které do tohoto systému zahrnuty nejsou, přesto však úhrnně zodpovídají za téměř 60 % emisí v celé EU, jsou poté regulovány Nařízením o sdíleném úsilí (tzv. „Effort Sharing Regulation“ neboli „ESR“).

ESR legislativa stanovuje cíle jednotlivým členským státům v oblasti snižování emisí v oblastech dopravy, stavebnictví a budov, zemědělství či odpadu, a to pro období 2013-2020 a následně 2021-2030. Státům je přitom v této oblasti dána větší volnost v tom, jak těchto cílů dosahovat, zároveň zde, podobně jako v systému obchodování s povolenkami, funguje systém obchodování s kredity, které stát může při neplnění svých národních cílů dokupovat [35].

3.2.1.1 EU ETS – Systém pro obchodování s emisními povolenkami

Systém pro obchodování s emisními povolenkami („EU ETS“) v Evropské unii zřídila směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/87/ES o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů s cílem podpořit snižování emisí skleníkových plynů nákladově efektivním a ekonomickým způsobem a omezit tak celkový objem vypuštěných skleníkových plynů napříč řadou stěžejních hospodářských sektorů. EU ETS by tak měl pomoci v dosažení závazných klimatických cílů plynoucích z Kjótského protokolu, resp. posléze Pařížské dohody.

Aktuálně EU ETS pokrývá ty emise, které lze měřit, vykazovat a ověřovat s vysokou mírou přesnosti, což představují převážně: oxidy uhlíku (i.e. CO₂), oxidy dusíku (i.e. N₂O), a fluorované uhlovodíky a jejich deriváty (tzv. PFC) a je založen na obecném principu „cap and trade“. To zjednodušeně znamená, že je vytvořen trh, do kterého jsou povinně zahrnuti provozovatelé velkých zařízení vypouštějících skleníkové plyny v oblastech, které jsou součástí EU ETS. Na tomto trhu se vždy předem stanoví, kolik může být úhrnně vypuštěno emisí (je tedy stanoven „cap“) a na toto množství jsou emitovány obchodovatelné povolenky (tzv. „European Union Allowances“ nebo také „EUA“). Jedna EUA pak v principu umožňuje svému držiteli zákonně vypustit jednu tunu ekvivalentu CO₂. Po vydání jsou povolenky následně rozděleny mezi jednotlivé znečišťovatele, kteří je s vypuštěnými emisemi postupně vyřazují a takto využitá povolenky jsou tak z trhu eliminovány. Objemový strop emitovaných povolenek je navíc každoročně snižován tak, aby celkový objem vyprodukovaných emisí odpovídal stanoveným klimatickým cílům k roku 2030.

Povolenky mohou obecně být udělovány zdarma nebo si je provozovatelé musí obstarávat formou aukcí na jednotném evropském trhu. Bezplatné přidělování povolenek (tzv. „alokace“) může mít formu přidělení na základě historických dat o vypouštěných emisích (tzv. „grandfathering“) nebo dle efektivity provozu (tzv. „benchmarking“).

Množství povolenek, které provozovatel nezíská zdarma, přesto potřebuje k pokrytí všech svých vypouštěných emisí, si musí dokoupit za tržní ceny. Vzájemné obchodování mezi provozovateli tudíž sleduje cíl snižování emisí nákladově efektivním způsobem. Ten, kdo totiž sníží množství vypouštěných emisí např. modernizací svého zařízení, zavedením efektivnějších způsobů výroby či investicí do nízkouhlíkových technologií nebo prostě útlumem výroby, může své povolenky prodat jinému znečišťovateli, který naopak plánuje vypouštět emisí více. Emise, jakožto externality výroby, jsou tak monetizovány a internalizovány.

Na celý systém navíc dohlíží dozorové orgány, které mají právo udělovat vysoké pokuty, v případě, že by se některý z účastníků systému pokoušel pravidla obcházet (např. vykazováním menšího množství vypouštěných emisí, než ve skutečnosti jeho činnost emitovala). Provozovatelé zařízení tak musí v pravidelných intervalech množství svých emisí měřit, evidovat a následně ověřené výkazy předkládat dozorovému orgánu.

Od uvedení v roce 2005 prošel systém EU ETS zásadními transformačními změnami. Postupem času byl rozdělen do několika fází – tzv. obchodních období v rámci kterých byly revidovány nejen úhrnné emisní stropy a pokryté skleníkové plyny, ale i hospodářské sektory, které systém zajišťuje a také způsobilé obchodní jednotky, které mohou provozovatelé znečišťujících zařízení k evidenci skleníkových plynů využít. Hlavní znaky a postupný vývoj v těchto jednotlivých obchodovacích obdobích sleduje níže uvedená tabulka 9 [36].

Tabulka 9: Hlavní znaky jednotlivých obchodovacích období EU ETS

| | 1. obchodovací období (2005-2007) | 2. obchodovací období (2008-2012) | 3. obchodovací období (2013-2020) |
|-------------------------|--|--|--|
| Zapojené země | EU27 | EU27 + Island, Norsko, Lichtenštejnsko | EU27 + Island, Norsko, Lichtenštejnsko a od roku 2013 Chorvatsko |
| Skleníkové plyny | CO ₂ | CO ₂ , N ₂ O | CO ₂ , N ₂ O, PFC |

| | 1. obchodovací období (2005-2007) | 2. obchodovací období (2008-2012) | 3. obchodovací období (2013-2020) |
|---------------------------------------|---|--|--|
| Pokryté sektory | <ul style="list-style-type: none"> • Spalovací zařízení s inst. výkonem ≥ 20 MW • Ropné rafinérie • Koksovací pece • Železářny • Ocelárny • Cementárny • Sklářny • Závody na výrobu vápna • Závody na výrobu cihel • Závody na výrobu keramiky • Závody na výrobu papíru a lepenky | <ul style="list-style-type: none"> • Stejně jako Fáze 1 + • Letectví (od roku 2012) | <ul style="list-style-type: none"> • Stejně jako Fáze 2 + • Výrobní hliníku • Zařízení pro zachycování CO₂, transport v potrubí a jeho geologické ukládání • Zbylá petrochemická zařízení <p><i>Poznámka: Působnost EU ETS v oblasti letectví je omezena pouze na lety v rámci EHP.</i></p> |
| Emisní strop (cap) | 2298 mil. tun CO ₂ ekv. ročně | 2086 mil. tun CO ₂ ekv. ročně | 2084 mil. tun CO ₂ ekv. pro rok 2013 s každoroční lineární redukcí o 1,74 % pro roky nadcházející |
| Způsobitelné obchodní jednotky | EUA | EUA, CER, ERU ⁶ | EUA, CER, ERU |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [36]

V České republice je EU ETS upraven zákonem č. 383/2012 Sb. o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů. Ten explicitně stanovuje, jaká zařízení bude systém zastřešovat i jaká práva a povinnosti jednotlivým provozovatelům v tomto ohledu vyvstávají. Dozorovým orgánem, jemuž musí následně dotčení provozovatelé své emise reportovat, je Ministerstvo životního prostředí („MŽP“) a správcem rejstříku povolenek je společnost OTE, a.s. Výnosy z veřejných aukcí povolenek jsou v ČR ze zákona v současnosti využívány z poloviny MŽP, které je investuje do projektů v rámci programu Nová zelená úsporám a z poloviny Ministerstvem průmyslu a obchodu („MPO“), které získané peníze využívá na kompenzaci nárůstu ceny elektřiny kvůli obnovitelným zdrojům energie.

3.2.1.2 Vývoj ceny emisních povolenek

Po spuštění systému obchodování v roce 2005 se hned v prvním roce dostala cena povolenky k hodnotě 30 €/tCO₂. To byla podle Evropské komise i očekávaná cena, která měla mít

⁶ CER (tzv. kredity certifikovaného snížení emisí – Certified Emission Reduction), resp. ERU (tzv. jednotky snížení emisí – Emission Reduction Unit) představují alternativní jednotky transakcí celosvětového systému snižování skleníkových plynů ukořmeného Kjótským protokolem potažmo Pařížskou dohodou a jsou k systému EUA, tedy k emisím povolenkám rovnocenné, tj. 1 EUA=1 CER = 1 ERU. Důvodem k obsazení těchto obchodních jednotek do systému EU ETS bylo rozšíření států zapojených do EU ETS o nečlenské země EU.

motivační efekt pro rozvoj a aplikaci nových zelených a udržitelných technologií napříč hospodářskými sektory. V prvním obchodovacím období však mohla každá zapojená země Evropskou komisí požádat o přidělení počátečního množství emisních povolenek, které byly do příslušných sektorů alokovány principem grandfatheringu bezplatně. Již po roce fungování se tak ukázalo, že státy si účelně vyžádaly nadměrné množství povolenek tak, aby chránily své firmy a stabilitu podnikatelského prostředí, čímž však vznikl v systému EU ETS přebytek EUA v odhadované výši 67,5 mil. Tento přebytek spolu s nemožností přenést povolenky do dalšího obchodovacího období tak v důsledku vedl ke strmému poklesu jednotkové ceny EUA z původní hodnoty 30 € až na téměř nulu na konci prvního období.

Náprava systému měla nastat ve druhém obchodovacím období, kdy Evropská komise omezila bezplatnou alokaci povolenek a jelikož povolenky z prvního období nebyly přenositelné do období následujících, začala stoupat rovnovážná cena nově emitovaných EUA až na úroveň 25 €/tCO₂. Avšak s nástupem ekonomické recese během roku 2008 spojené s uzavíráním mnohých energeticky náročných provozů a globálním poklesem spotřeby elektřiny opět narostlo množství nevyužitých povolenek a jejich tržní cena tak znovu spadla pod hranici efektivity systému a přebytek povolenek v té době činil přibližně 2 miliardy [37].

Počátkem třetího obchodovacího období tak jednotková cena povolenky dosáhla historicky nejnižší úrovně, těsně pod hranicí 3 €/tCO₂. Třetí obchodovací období přineslo řadu změn, rozhodující v tomto ohledu bylo především:

- Změna způsobu bezplatného rozdělování povolenek spojená s přechodem od grandfatheringu na benchmarking.
- Postupný útlum bezplatné alokace povolenek a s tím spojené částečné zavedení veřejné soutěže – tj. aukce, resp. dražby zhruba 47 % povolenek a uzavření dohody od tzv. derogací. Od roku 2013 sice mohou stále znečišťovatelé získat část povolenek bezplatně, ale hodnotu těchto povolenek, které by si jinak museli obstarat v aukcích, musí povinně investovat do rozvoje nízkoemisních technologií.
- Nahrazení národního systému alokací EUA za tzv. registr single-CAP jednotný pro celou EU.
- Zavedení lineárního faktoru každoroční indexace maximálního emisního stropu, kdy nově již nebude množství emitovaných povolenek stejné v průběhu celého

obchodovací období, jak tomu bylo v prvním i druhém obchodovacím období, ale bude se každoročně snižovat o 1,74 %.

- Rozšíření způsobilých obchodních jednotek o mezinárodní kredity CER a ERU.

Výše uvedené intervence, spolu s hedgingem některých velkých hráčů na trhu, tak v průběhu třetího obchodovacího období způsobily cílený nárůst ceny EUA opět k hranici původních 30 €/tCO₂. Popsaný vývoj ceny emisních povolenek v letech 2005-2019 je ilustrován grafem 4 níže.

Graf 4 Vývoj ceny emisních povolenek v letech 2005–2019 [€/tCO₂]



Zdroj: Vlastní zpracování dle EEX

Přes dosavadní snahy o zefektivnění systému a narovnání cen emisních povolenek na úroveň, na které by byl zachován jejich původně cílený motivační efekt i nadále na trhu převládá určitý nadbytek, což přirozeně vede k obavám, že v nadcházejících letech by cena povolenky opětovně mohla dramaticky klesnout, jak tomu bylo již v prvním i druhém obchodovacím období.

Při nízkých cenách povolenek totiž i nadále zůstávají provozy tradičních tepelných zdrojů, jejichž emisní efektivita není v porovnání s těmi obnovitelnými zdaleka srovnatelná, rentabilní a celý systém EU ETS a jeho snahy o plošné nasazování uhlíkově efektivních, udržitelných technologií tak postrádají smysl.

Ve snaze předejít těmto obavám a tržními intervencemi stabilizovat cenu povolenek na smysluplné úrovni Evropská komise v roce 2018 přikročila k další zásadní revizi systému EU ETS pro nadcházející 4. obchodovací období, které by mělo navazovat na to stávající od roku 2021 do konce roku 2030.

Reforma systému byla provedena směrnicí Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/410 ze dne 14. března 2018, kterou se mění původní směrnice 2003/87/ES o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů a pro čtvrté obchodovací období zavádí:

- Revidovaný cíl snížení emisí skleníkových plynů v sektorech pokrytých EU ETS alespoň o 43 % do roku 2030 oproti původně navrhovaným 40 %.
- Backloading – tedy dočasné stažení přibližně 900 mil. povolenek z volného trhu a jejich přenesení do aukcí plánovaných v roce 2020.
- Rezervu tržní stability (tzv. Market Stability Reserve neboli MSR), která bude, na rozdíl od dočasného backloadingu, permanentním prvkem systému EU ETS a bude kontinuálně a flexibilně přizpůsobovat nabídku povolenek v čase a na základě tržních signálů a v případě potřeby z trhu povolenky trvale odebírat.⁷
- Snížení lineárního faktoru každoročního snižování emisního stropu z původních 1,74 % (platných pro 3. obchodovací období) na 2,2 %.
- Modernizační a Inovační fond⁸
- Opt-out – tedy možnost vyřazení některých zařízení ze systému EU ETS.⁹

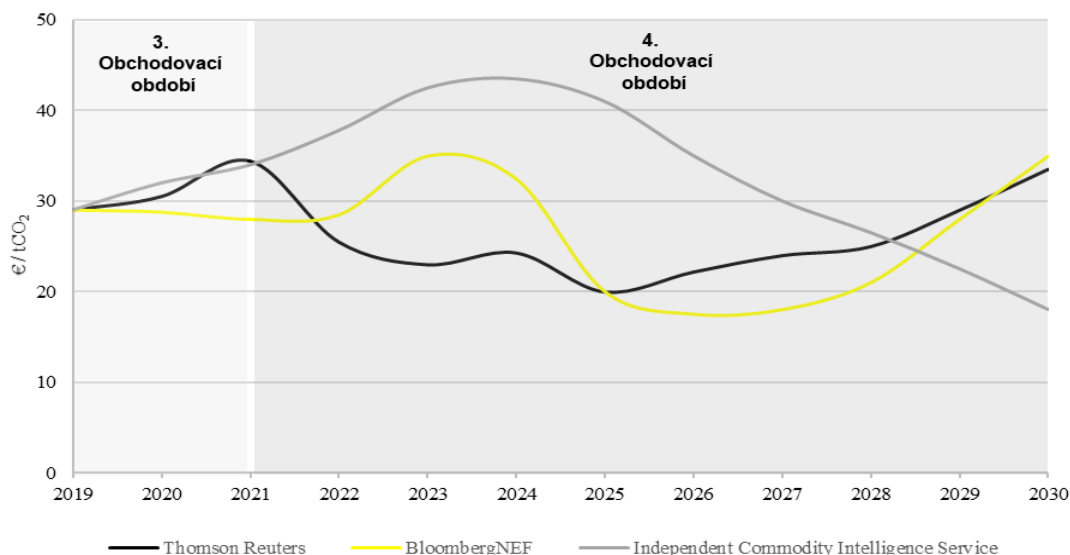
Vzhledem k výše uvedeným mechanismům, lze předpokládat, že v budoucnu již k nikterak dramatickému poklesu ceny povolenky nedojde. Naopak, dle projekcí předních světových analytických agentur (např. Thomson Reuters, BloombergNEF a ICIS), by se cena povolenky měla v následujících letech držet v rozmezí €20-€40/tCO₂ (viz graf 5).

⁷ Očekávané množství povolenek stažených do MSR není dosud známo, někteří analytici však již dnes spekulují, že by se mohlo jednat až o 2 miliardy EUA stažených z trhu v průběhu 4. obchodovacího období.

⁸ Z Inovačního fondu bude možné financovat nové vysoce inovační nízkouhlíkové demonstrační technologie, které prozatím nebyly uvedeny na trh, a prostředky Modernizačního fondu budou určeny na modernizaci energetických soustav.

⁹ U zařízení s emisemi do 2 500 tCO₂ ekv. ročně, bude možné vyřazení provést bez přijetí dalších opatření, zatímco u zařízení s emisemi v rozmezí 2 500-25 000 tCO₂ ekv. ročně, bude nutné před vyřazením ze systému EU ETS přijmout alternativní opatření, která zajistí snižování emisí jiným způsobem.

Graf 5 Prognóza vývoje cen emisních povolenek v období 2019-2030 [€/tCO₂]



Zdroj: Vlastní zpracování dle Thomson Reuters, BloombergNEF a ICIS

Podle studie OECD publikované pod názvem “ Effective Carbon Rates 2018“ však ani tato cena nebude dostačující k účinnému a dostatečně rychlému snižování emisí tak, aby bylo dosaženo cílů Pařížské dohody z roku 2015. OECD proto doporučuje jako efektivní hodnotu ceny uhlíku €60/tCO₂ pro rok 2020 s následným postupným růstem alespoň k hladině €80/tCO₂ v letech následujících. Vzhledem však k tržnímu charakteru EU ETS a s ohledem na reálné možnosti účastníků trhu, se zdá takto strmý růst v příštích letech spíše nepravděpodobný [38].

Z principu věci a s přihlédnutím k emisní náročnosti nejvyužívanějších energetických zdrojů (viz tabulka 10) lze usuzovat, že systém EU ETS obecně postihuje a v budoucnu i postihovat bude především ta zařízení, ve kterých probíhají spalovací procesy. Povinnost těchto provozovatelů obstarávat dostatečné množství povolenek, jež by pokrylo všechny vypouštěné emise, spolu s tržním charakterem EU ETS má proto značný vliv především na cenu vyráběné energie, jelikož obecně navyšuje výrobní náklady. Výrobci elektřiny si rovněž promítají cenu povolenky do cen elektřiny a náklady na EU ETS tedy v důsledku nesou koneční spotřebitelé. Cena emisní povolenky se proto postupně stává zásadním prvkem v rozhodovacích procesech provozovatelů tepelných (především uhelných a paroplynových) elektráren, v otázkách, zdali výrobu elektřiny z těchto emisně náročných zdrojů raději neomezit a postupně nepřejít na zdroje zcela či méně emisně neutrální, které se při dalším nárůstu ceny emisních povolenek pravděpodobně stanou ziskovější.

Tabulka 10 Emisní faktor uhlíku vybraných zdrojů [tCO₂ ekv./MWh]

| Energetický zdroj | Druh využitého paliva | Lokální emisní faktor ¹⁰ [tCO ₂ ekv./MWh] | LCA emisní faktor ¹¹ [tCO ₂ ekv./MWh] |
|-------------------|-------------------------------|--|--|
| Tepelný | Antracit | 0,356 | 0,370 |
| | Černé uhlí | 0,342 | 0,358 |
| | Hnědé uhlí | 0,348 | 0,363 |
| | Lignit | 0,365 | 0,375 |
| | Zemní plyn | 0,202 | 0,240 |
| | Komunální odpad | 0,337 | 0,295 |
| | Jaderné palivo (uran) | 0,000 | 0,022 |
| | Bioplyn | 0,197 | 0,284 |
| | Biomasa (dřevo, dřevní odpad) | 0,403 | 0,017 |
| | Biomasa (zemědělský odpad) | 0,367 | n.a. |
| Fotovoltaický | | 0,000 | 0,030 |
| Solární termální | | 0,000 | 0,040 |
| Vodní | | 0,000 | 0,006 |
| Větrný | | 0,000 | 0,010 |
| Geotermální | | 0,000 | 0,050 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [39] a [40]

3.2.2 Vývoj legislativy v oblasti podpory obnovitelných zdrojů

3.2.2.1 Směrnice 2001/77/EC

Směrnice 2001/77/ES o podpoře elektřiny vyráběné z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektřinou nabyla účinnosti 27. října 2001. Jednalo se o první právní předpis Evropské unie, který se týkal problematiky podpory elektřiny z OZE. Evropská unie tak tímto nepřímo uznala potřebu podpory využití obnovitelných zdrojů energie, jelikož jejich využívání přispívá k ochraně životního prostředí, k udržitelnému rozvoji, sociální a hospodářské soudržnosti a také k energetické bezpečnosti a diverzifikaci zásobování elektřinou.

¹⁰ Lokální emisní faktor představuje koeficient udávající množství skleníkových plynů v tunách CO₂ ekvivalentu na jednotku energie přivedeného paliva generované v místě energetického zdroje, a to za předpokladu dokonalé energetické přeměny. Není tedy zohledněna odlišná účinnost energetických zdrojů (např. účinnost spalování), která tyto hodnoty může dále navyšovat. Tato metodika hodnocení emisního faktoru uhlíku vychází z databáze Mezinárodního panelu pro změny klimatu (i.e. IPCC).

¹¹ LCA emisní faktor pak představuje kvantifikovanou míru CO₂ ekvivalentu pro celkový životní cyklus daného energetického zdroje. Zahrnuje tedy kromě lokálních emisí taktéž CO₂ ekvivalent v rámci celého dodavatelského řetězce energií – tj. těžbu, dopravu, zpracování využitého paliva i emisní náročnost příslušné technologie.

Hlavním cílem směrnice bylo zajistit, aby byl v rámci Evropského společenství (dále též „ES“) splněn globální indikativní cíl na úrovni 12% podílu OZE v celkové energetické spotřebě v roce 2010 a zejména indikativní cíl 22,1 % podílu výroby elektřiny z OZE na hrubé spotřebě elektřiny v roce 2010. V Příloze ke směrnici byly uvedeny národní indikativní cíle členských států ES, přičemž Česká republika se při podpisu Smlouvy o přistoupení k EU dohodla, že do Směrnice 2001/77/ES budou ex post doplněny referenční hodnoty pro stanovení národního indikativního cíle pro ČR ve výši 8% podílu výroby elektřiny z OZE do roku 2010.

Dílčím cílem směrnice bylo podnítit v jednotlivých členských státech ES systém podpory, který by pro investory zakotvil právní úpravu s dlouhodobou zárukou návratnosti vložených investic, přičemž bylo ponecháno na členských státech, jaký konkrétní způsob a rozsah podpory výroby elektřiny z OZE na svém území stanoví. Ten by měl však respektovat povahu jednotlivých OZE, odlišnost příslušných technologií a jejich účinné a nákladově efektivní využívání [41].

3.2.2.2 Směrnice 2009/28/EC („RED“)

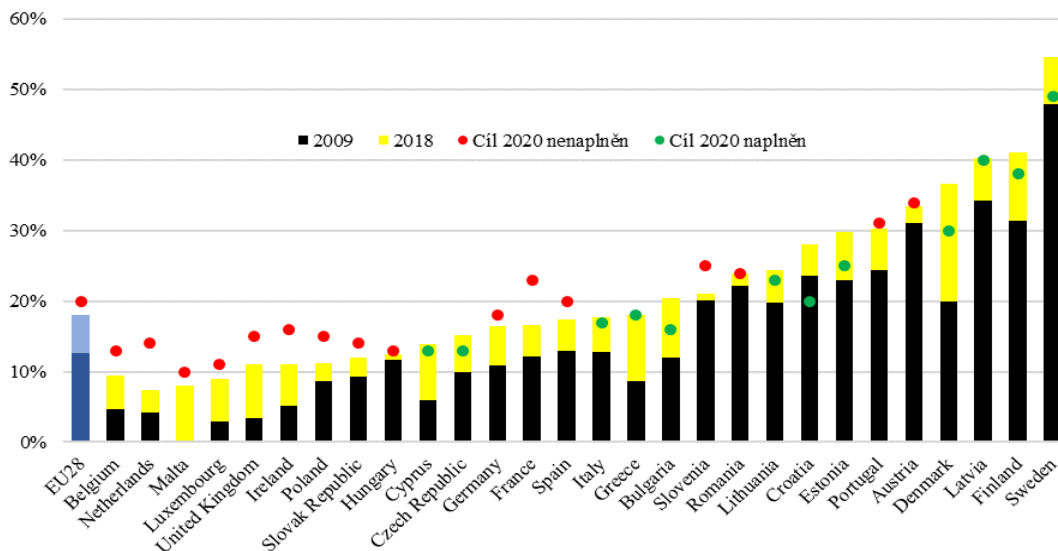
Směrnice Evropského parlamentu a Rady č. 2009/28/ES o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES byla představena 25. dubna 2009, jakožto součást klimaticko-energetického balíčku opatření, který zavedl celounijní cíle klimatické politiky do roku 2020. Tyto cíle vycházejí z tzv. Strategie 20-20-20 a jedná se o:

- 20% snížení emisí skleníkových plynů oproti jejich úrovni v roce 1990 (tento cíl stanovuje Rozhodnutí Evropského parlamentu a Rady č. 406/2009/ES ze dne 23. dubna 2009 o úsilí členských států snížit emise skleníkových plynů),
- 20% podíl celkové spotřeby energie z obnovitelných zdrojů (tento cíl je uveden ve Směrnici RED),
- 20% zvýšení energetické účinnosti (tento cíl byl stanoven Směrnicí Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti).

Směrnice zavedla mj. i podporu výroby tepla z OZE a záruky původu elektřiny a energie pro vytápění a chlazení z OZE a stanovila závazné národní cíle pro podíl OZE na hrubé konečné spotřebě energie (13 % v případě ČR) a podíl energie z OZE v dopravě (10 %

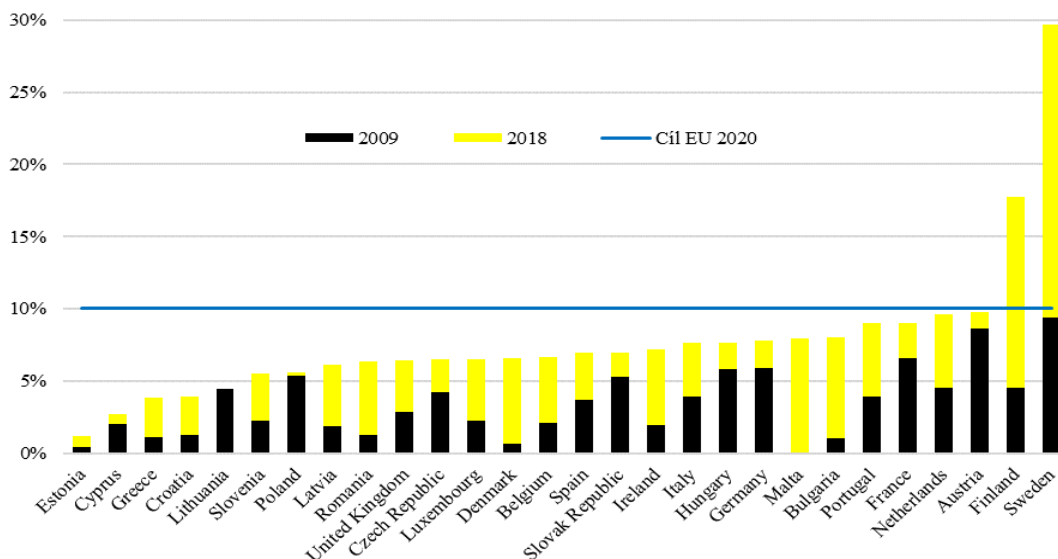
pro všechny členské státy), které mají být splněny do roku 2020. Stav plnění těchto cílů ke konci roku 2018 ilustruje graf 6 a graf 7.

Graf 6 Podíl energie z OZE [% z hrubé konečné spotřeby] – stav k roku 2018



Zdroj: Vlastní zpracování dle Eurostat [50]

Graf 7 Podíl OZE v dopravě [% z hrubé konečné spotřeby] – stav k roku 2018



Zdroj: Vlastní zpracování dle Eurostat [50]

Režim podpory byl ve směrnici definován jako jakýkoli nástroj či mechanismus, který podporuje užívání energie z OZE snížením nákladů na výrobu této energie, zvýšením ceny, za kterou ji lze prodat, nebo zvýšením množství takto prodané energie prostřednictvím povinnosti využívat energii z OZE (zelené certifikáty) nebo jinak – např. investiční pomoc,

daňová opatření (osvobození, snížení, vrácení) a přímé cenové podpory (výkupní ceny a platby prémie) [42].

3.2.2.3 Pokyny pro státní podporu v oblasti životního prostředí a energetiky

Koncem června 2014 Úřední věstník Evropské unie publikoval „Pokyny pro státní podporu v oblasti životního prostředí a energetiky na období 2014-2020“. Pokyny uvádí, že v zájmu motivace začlenění elektřiny z OZE na trh je důležité, aby příjemci podpory svou energii na trhu prodávali přímo a plnili tím povinnosti dané trhem pro všechny výrobce bez rozlišení výrobního zdroje. Z této podmínky byla vyčleněna pouze ta zařízení, jejichž instalovaný výkon pro výrobu elektrické energie byl nižší než 1 MW, dále demonstrační projekty, a taktéž výroby elektřiny z energie větrné s instalovaným výkonem pod 6 MW.

Podle Pokynů musí být podpora obnovitelným zdrojům poskytována pouze na základě jednoznačných, transparentních a nediskriminačních kritérií, a to výhradně rámci soutěžního nabídkového řízení s výjimkou případů, kdy by se této veřejné soutěže účastnilo málo výrobců, nebo by nabídkové řízení vedlo k nízké míře realizace projektů v důsledku podprahových cenových nabídek. Pokud však bude takovéto soutěžní nabídkové řízení otevřené všem výrobcům, kteří vyrábějí elektřinu z OZE, a to na nediskriminačním základě, Komise bude automaticky mít za to, že podpora vysoutěžená v takovémto výběrovém řízení je přiměřená a nikterak nenarušuje hospodářskou soutěž v míře, jež by byla v rozporu s vnitřním trhem – tj. příslušné projekty nebudou považovány za finančně překompenzované. I v těchto případech by však podpora neměla být poskytována déle nežli do doby, kdy je oprávněný zdroj zcela amortizován podle platných účetních pravidel. Od takto přidělené provozní podpory by navíc měla být odečtena jakákoli již dříve získaná investiční dotace.

V dubnu 2019 Evropská komise předložila k veřejné konzultaci návrh sdělení o prodloužení platnosti pokynů o dva roky, tudíž se předpokládá, že pokyny budou komisí prodlouženy do roku 2022 [43].

3.2.2.4 Zimní balíček a Směrnice 2018/2001/EC („RED II“)

Stěžejním legislativním milníkem v oblasti podpory OZE bylo zavedení souboru 8 právních předpisů označovaných pod pojmy „Zimní balíček“ nebo též „Clean Energy for all

Europeans“, který Evropská komise představila v roce 2016. Tento soubor obsahoval celkem 4 nařízení:

- nařízení o správě energetické unie
- nařízení o vnitřním trhu s elektřinou
- nařízení o rizikové připravenosti v odvětví elektřiny
- nařízení o Agentuře EU pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER)

a k nim příslušné 4 směrnice:

- směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou
- směrnice o podpoře využívání energie z OZE
- směrnice o energetické účinnosti
- směrnice o energetické náročnosti budov

a jako celek měl za cíl zajistit komplexní redesign fungování elektroenergetického trhu a sektoru teplárenství, postupné snižování podílu výroby elektřiny z fosilních zdrojů (především z uhlí) na úkor zdrojů udržitelných a dále též podpořit energetické úspory a energetickou účinnost a ukotvit tak postavení EU jakožto světového lídra v přechodu na zelenou energii.

Nedílným cílem takto obsáhlé reformy energetického trhu bylo zabezpečení investiční jistoty provozovatelům zařízení z OZE a motivace koncového spotřebitele k aktivnímu zapojení na trhu. Umožnila to revidovaná Směrnice 2018/2001/EC o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů, označovaná též jako tzv. „RED II“, která mj. zavedla i aktualizované cíle v oblasti OZE pro rok 2030, které by již měly korespondovat s Pařížskou dohodou, jedná se o:

- alespoň 40% snížení emisí skleníkových plynů oproti jejich úrovni v roce 1990,
- alespoň 32% podílu celkové spotřeby energie z obnovitelných zdrojů,
- alespoň 32,5% zvýšení energetické účinnosti,

přičemž na rozdíl od předchozí Směrnice 2009/28/EC („RED“), ke které je tato pouze přepracovaným zněním, jsou tyto hodnoty závazné pouze na celounijní úrovni, bez rozpadu pro jednotlivé členské státy. Pro ty však, oproti stávajícím povinnostem k zásadní změně nedochází, jelikož v rámci zimního balíčku taktéž revidovaného, nařízení Evropského

parlamentu a Rady (EU) 2018/1999 o správě energetické unie Evropská komise ukládá každému členskému státu povinnost vypracovat a každých deset let předložit tzv. integrovaný vnitrostátní plán v oblasti energetiky a klimatu, přičemž explicitně vymezuje povinný obsah tohoto plánu. V této souvislosti lze tak cíl představený členským státem v rámci vnitrostátního plánu považovat po schválení Evropskou komisí za de facto závazný.

První klimaticko-energetický plán by se měl vztahovat k období od roku 2021 do roku 2030 a měl by kromě pevně vymezeného příspěvku členského státu k evropským klimaticko-energetickým cílům v oblasti snižování emisí, zvyšování podílu obnovitelných zdrojů energie a zvyšování energetické účinnosti pokrýt i oblasti zvyšování energetické bezpečnosti vnitřního trhu s energiemi, výzkum, inovace a konkurenceschopnost. Následující plány by pak měly vždy pokrývat desetileté období bezprostředně navazující na předchozí plán.

Komise má nárok předkládané plány vyhodnotit z hlediska jejich dostatečnosti z pohledu příspěvku k plnění celounijního cíle a dojde-li u některého z členských států k závěru, že předložený vnitrostátní plán není dostatečně ambiciózní, vydá pro příslušnou zemi doporučení k revizi úrovně národního cíle, revizi politik a opatření i investičních plánů, tak aby každý členský stát v co nejvyšší možné míře využil svého potenciálu s ohledem na své geografické, klimatické i ekonomické možnosti. Doporučení může taktéž obsahovat návrh na zajištění financování navržených cílů, a to v podobě vymezení specifických podmínek pro udělování finanční podpory.

RED II mimo jiné dále aktualizuje pravidla pro poskytování finanční podpory elektřiny z OZE, přičemž za směrodatné lze uvést především:

- Přidělování podpory novým výrobnám by mělo probíhat výhradně na základě soutěžního řízení, tedy formou veřejných aukcí, a to bez výjimek.
- Všechny uplatněné režimy podpory by neměly narušovat hospodářskou soutěž a politika udělování podpory elektřiny z OZE by obecně měla být především předvídatelná a v čase stabilní, neboť právě nestabilita a nepředvídatelnost může mít přímý vliv na náklady kapitálového financování, náklady na vývoj jednotlivých technologií, a tudíž na celkové náklady využívání OZE v EU. S ohledem na tuto skutečnou je všem členským státům nařízeno pravidelně provádět šetření

podporovaných OZE s cílem zjistit, je-li u nich zachována přiměřenost poskytované provozní podpory a nedochází-li tedy u jednotlivých technologií OZE k finanční překompenzaci.

- Členské státy mohou stanovit, aby podpora pro orientační podíl nově podporované kapacity nebo rozpočtu, která je na ni vyčleněna, byla v každém roce přístupná i výrobcům, kteří se nacházejí v jiných členských státech. Tyto orientační podíly mohou každoročně dosáhnout maximálně 5 % v letech 2023 až 2026 respektive 10 % v letech 2027 až 2030 nebo úrovně propojení elektrizační soustavy dotčeného členského státu v kterémkoli daném roce, je-li nižší.

V neposlední řadě RED II též zavedla pojem samospotřebitele (resp. prosumera¹²), vymezila jeho práva a povinnosti a revidovala některé obecné principy v oblasti systému záruk původu¹³, které nově rozšířila i na plyn z OZE v odvětví vytápění a chlazení.

Výše uvedené požadavky RED II tak mohou mít dopad jednak na poptávku po obnovitelných zdrojích jednotlivých spotřebitelů v různých zemích a jednak na výši podpory těchto obnovitelných zdrojů [44].

3.3 Právní prostředí v oblasti podpory OZE na vnitrostátní úrovni

Česká republika se svým vstupem do Evropské unie zavázala k převzetí a dodržování společného evropského právního řádu, tzv. *acquis communautaire*. Ten lze charakterizovat jako souhrn zákonů a ustanovení přijatých pro podporu realizace jednotného vnitřního trhu a cílů integrace.

Implementace pravidel v oblasti podpory obnovitelných zdrojů, daných výše zmíněnými evropskými směrnici a nařízeními (viz kapitola 3.2.2), byla proto v průběhu času

¹² Prosumerem je v tomto kontextu rozuměn spotřebitel, který elektřinu vyrábí nebo skladuje, primárně pro vlastní spotřebu, avšak přebytky elektřiny takto vyrobené nebo skladované, vtlačí do distribuční nebo přenosové soustavy a následně prodává na volném trhu. Takovýto prodej však nesmí představovat jeho hlavní profesní nebo obchodní činnost. Pojem vznikl sloučením výrazů „Producer“ (tedy výrobce) a „Consumer“ (tedy spotřebitel).

¹³ Jelikož elektřina, jakož i některé jiné energetické komodity, představuje homogenní produkt, nelze v momentě její spotřeby rozlišit její původ. Záruky původu proto představují jakýsi atribut prokazující, že elektřina, v množství, na něž je záruka původu vystavena, opravdu pochází z obnovitelných zdrojů.

zajištěna pomocí zákonů a vyhlášek přijatých na národní úrovni. Za zásadní lze v tomto ohledu uvést:

- Zákon č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů,
- Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů
- Návrh vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu.

3.3.1 Zákon č. 180/2005 Sb.

Zákon č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů byl přijat dne 31. března 2005 za účelem implementace evropské Směrnice 2001/77/ES. Jednalo se o první komplexní vnitrostátní právní úpravu upravující režim podpory elektřiny z OZE.

Podle znění zákona měl každý výrobce elektřiny z OZE, který splnil zákonem uložené podmínky, nárok na provozní podporu, přičemž si mohl volit mezi schématem:

- garantovaných výkupních cen (tzv. „feed-in-tariff“) nebo
- zelených bonusů (tzv. příplateků k tržní ceně neboli „feed-in-premium“).¹⁴

Každému oprávněnému výrobcí přitom byla garantována 15letá doba návratnosti investice (bez specifikace, jestli se jedná o prostou nebo diskontovanou návratnost) a zaručena podpora po celou dobu ekonomické životnosti zdroje.

Výkupní ceny i zelené bonusy byly pro různé druhy a kategorie OZE diferencované, a to s ohledem na rozdílné technicko-ekonomické parametry jednotlivých výroben, tj. s ohledem na investiční a provozní náklady, dobu životnosti výrobního zařízení, účinnost využití primárního obsahu energie. Podpora přitom měla být financována z platby zahrnuté

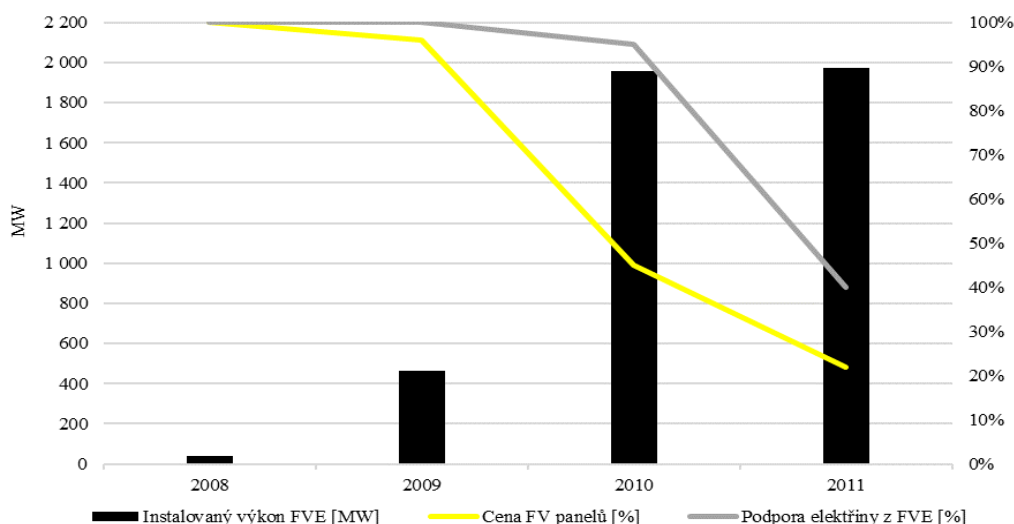
¹⁴ Výkupní cenu vyplácí provozovateli OZE tzv. povinně vykupující, který má povinnost odebrat a stanovenou sazbou ohodnotit každou do soustavy dodanou kWh, a to bez ohledu na konečného odběratele této energie. Tato sazba pak představuje jediný zdroj příjmů příslušného provozovatele. Na rozdíl od zeleného bonusu, v rámci kterého je vyplácen jak příplatek k tržní ceně elektřiny, tak i tržní cena elektřiny, kterou si však výrobce sjednává s odběratelem sám, je tak systém výkupních cen administrativně jednodušší, avšak obvykle vede k menším celkovým výnosům. Nevýhodou systému zelených bonusů je pak i přes vyšší potenciál celkového zisku určitá míra nejistoty spojená se schopností výrobce zabezpečit 100% odbyt vyrobené elektřiny na trhu.

v cenách elektřiny pro konečné zákazníky a ze státního rozpočtu a výrobcům ji měli poskytovat provozovatelé regionálních distribučních soustav.

Kompetenci stanovit výši podpor at' již formou výkupních cen či zelených bonusů uložil zákon Energetickému regulačnímu úřadu („ERÚ“), který tak mohl činit každoročně prostřednictvím svých cenových rozhodnutí. V obou případech se však jednalo o úředně stanovenou pevnou cenu, která se v následujících letech po vydání cenového rozhodnutí mohla měnit pouze s ohledem na inflaci, resp. se zohledněním indexu cen průmyslových výrobců, nikoliv však k přihlédnutí k tržním faktorům. V případě nových instalací pak zákon neumožňoval snížit meziročně podporu o více než 5 % oproti cenám stanoveným v roce předchozím. ERÚ tak před novelou tohoto zákonného ustanovení neměl volnou ruku adekvátně reagovat na vývoj cen nových technologií využívaných k výrobě elektřiny.

Toto omezení se v průběhu času nejvíce projevilo u FVE instalací, u kterých v důsledku poklesu cen FV panelů, a i vlivem posílení domácí měny došlo mezi roky 2008 až 2010 skokově k prudkému navýšení instalovaného výkonu z téměř zanedbatelných 40 MW na 1960 MW (viz graf 8)¹⁵.

Graf 8 Porovnání instalovaného výkonu FVE v letech 2008-2011 [MW] s úrovní podpory [%] a cenovou hladinou FV panelů [%]

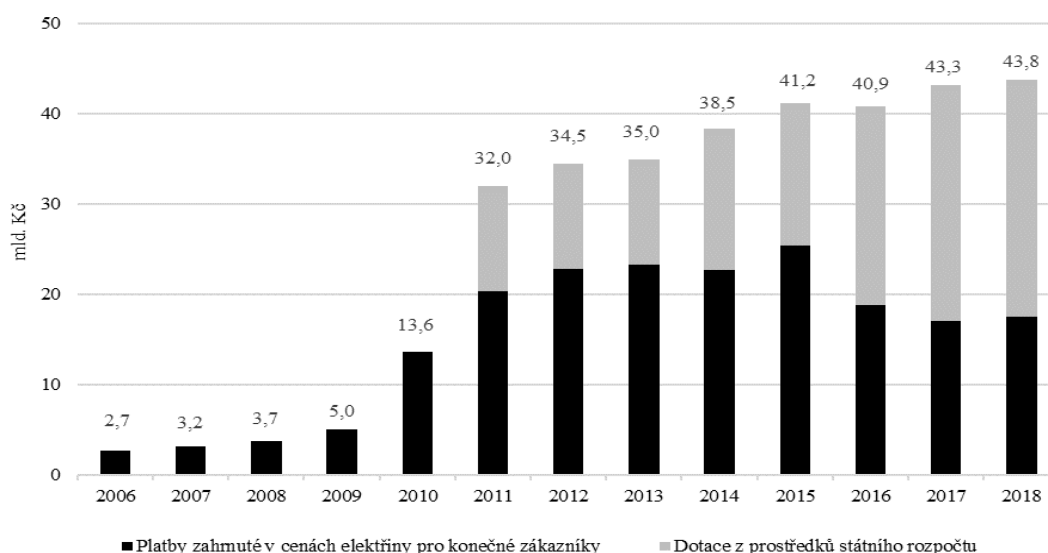


Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ a OTE, a.s.

¹⁵ Výraznější propad podpory v roce 2011 byl způsoben přijetím zákona č. 137/2010 Sb., který změnil původní princip stanovení meziroční změny.

Takto strmý nárůst instalovaného výkonu FVE se samozřejmě podepsal i na výrazném navýšení celkových prostředků potřebných na podporu výroby elektřiny z OZE, které tak k roku 2018 dosáhly výše téměř 44 mld. Kč. To pro ilustraci v národním kontextu odpovídá přibližně 3 % výdajům státního rozpočtu v roce 2019, nebo také plánovanému deficitu státního rozpočtu pro rok 2020. Takto vynaložené prostředky včetně poměru dotací vyplacených ze státního rozpočtu a prostředků hrazených koncovými zákazníky ilustruje graf 9 níže [45].

Graf 9 Podpora na výrobu elektřiny z OZE v letech 2006-2018 [mld. Kč]



Zdroj: Vlastní zpracování MPO [46]

Z údajů uvedených na obrázku výše je evidentní, že až do roku 2010 byla podpora OZE financována výhradně pomocí prostředků získávaných ze zákaznických poplatků. Z představených dat je však zřejmé, že podíl výše finančních prostředků získávaných tímto způsobem se na celkové výši vyplácené podpory postupně snižuje, kdežto dotace z prostředků státního rozpočtu se každoročně zvyšují. V roce 2018 tak například dotace z prostředků státního rozpočtu činila 26,185 mld. Kč, v porovnání s 17,615 mld. Kč vybíraných prostřednictvím zákaznických příspěvků na OZE.

Legislativně zakotvená nemožnost adekvátní reakce na skokový pokles investičních nákladů FVE vyžadovala změnu podmínek pro stanovení výše podpory. V roce 2010 se proto parlament usnesl na novele Zákona č. 180/2005 Sb. a to na Zákoně č. 137/2010 Sb. Ten změnil původní princip ročního snižování vyplácené podpory maximálně o 5 %, jelikož

stanovil, že se daný strop nepoužije pro ty druhy OZE, u kterých je v roce, v němž se o novém stanovení výkupních cen a zelených bonusů rozhoduje, dosaženo návratnosti investic kratší než 11 let. Energetický regulační úřad pak této možnosti poprvé využil při stanovení výše provozních podpor pro zdroje uváděné do provozu v roce 2011.

Následovaly další legislativní úpravy, jako např. Zákon č. 330/2010 Sb., který omezil podporu FVE pouze na instalace umístěné na střešní konstrukci či obvodové zdi budovy s instalovaným výkonem do 30 kW, nebo Zákon č. 310/2013 Sb., který v principu jakýkoliv druh provozní podpory FVE s platností od roku 2014 pozastavil. Na již podporované FV projekty pak navíc byla v rámci zákona č. 402/2010 Sb. uvalena solární daň.

3.3.2 Zákon č. 165/2012 Sb.

Z důvodu nutnosti implementace Směrnice 2009/28/ES byl následně s účinností ke dni 30. května 2012 přijat zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. Ten zachoval většinu principů předchozího systému podpory, tedy garantovanou návratnost investice, existenci subjektů s povinností výkupu elektřiny z OZE, či prioritní připojení výroben z OZE do distribučních sítí a nově ukotvil povinnost vyplývající ze směrnice RED II, a to pravidelně zpracovávat a publikovat integrovaný vnitrostátní plán v oblasti energetiky a klimatu (viz kapitola 3.3.3).

I tento zákon byl však postupem času novelizován, přičemž první novela (Zákon č. 310/2013 Sb.) byla přijata především ve snaze omezit finanční zátěž spotřebitelů a současně pro stabilizaci dopadů podpory na konkurenceschopnost českého průmyslu. Nově navrhované změny mj. zahrnovaly:

- Ztrátu nároku na podporu z OZE vyrobenou elektřinu výrobcem, který je:
 - i. akciovou společností a nemá vydány výlučně zaknihované akcie
 - ii. zahraniční osobou a nepředloží-li čestné prohlášení o tom, které osoby jsou vlastníky akcií o souhrnné jmenovité hodnotě vyšší než 10 % základního kapitálu výrobce s uvedením zdroje, z něhož údaje o velikosti podílu akcionářů vychází.
- Fixaci poplatků od zákazníků za OZE v ceně elektřiny ve výši 495 Kč/MWh.

S účinností od 1. ledna 2016 rovněž došlo ke zrušení daňového zvýhodnění – osvobození „ekologicky šetrné elektřiny“ od daně z elektřiny.

3.3.3 Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu („KEP“)

V návaznosti na požadavky definované evropskou směrnicí 2018/2001/EC, tedy nařízením Evropského parlamentu a Rady 2018/1999 a ukotvené výše popsáním zákonem č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie byl v roce 2018 vypracován Návrh vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu („KEP“). Ten obsahuje politiky a opatření ve všech pět dimenzích energetické unie, tedy v oblastech:

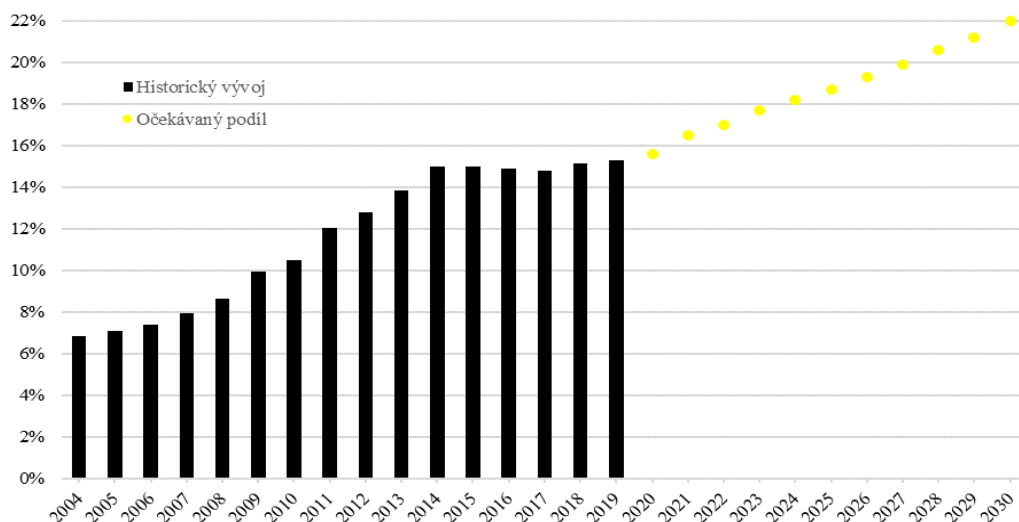
- snižování emisí uhlíku,
- energetické účinnosti,
- energetické bezpečnosti,
- vnitřního trhu s energií,
- výzkumu, vývoje, inovací a konkurenceschopnosti.

a to na období nejprve 2021-2030 s následným pokrytím vždy desetiletých bloků na toto období navazujících.

Hlavní část KEP pokrývá nastavení politik k dosažení příspěvku ČR k unijním cílům EU pro oblasti snižování emisí skleníkových plynů, zvyšování podílu OZE na konečné spotřebě a zvyšování energetické účinnosti ve stěžejních hospodářských sektorech a vychází především ze Státní energetické koncepce a Politiky ochrany klimatu schválené v roce 2015 respektive 2017. Struktura i náležitosti celého dokumentu přitom respektují výše uvedená nařízení a směrnice.

V rámci prvního draftu návrhu KEP nastavila Česká republika příspěvek k unijnímu cíli podílu OZE na konečné spotřebě u elektřiny, dopravy a vytápění do roku 2030 na úrovni 20,8 %, což představovalo 7,8% nárůst oproti 13 % podílu ukotvenému směrnicí RED pro rok 2020. Tento návrh byl však po předložení Evropské komisi ještě několikrát revidován, mj. i pro kritiku nedostatečné ambicióznosti a nereflektování reálných technických možností, a v aktuálním znění tak KEP k roku 2030 stanovuje podíl OZE na hrubé finální spotřebě ve výši 22 %. Očekávaný meziroční vývoj tohoto podílu do roku 2030 spolu s historickými hodnotami podílu OZE na hrubé konečné spotřebě je možné sledovat v níže uvedeném grafu 10.

Graf 10 Historický a očekávaný podíl OZE na hrubé konečné spotřebě energie [%]



Zdroj: Vlastní zpracování dle KEP [47]

Odhadované trajektorie pro odvětvový podíl OZE v sektorech elektroenergetiky, dopravy a vytápění a chlazení v letech 2021–2030 pak ilustruje tabulka 11, respektive v absolutních hodnotách tomu úměrné spotřeby tabulka 12.

Tabulka 11 Očekávaný podíl OZE na hrubé konečné spotřebě dle odvětví [%]

| [%] | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Elektroenergetika | 13,4 | 13,8 | 14,1 | 14,5 | 14,8 | 15,2 | 15,5 | 15,7 | 16,1 | 16,4 | 16,9 |
| Doprava | 8,8 | 7,8 | 8,1 | 8,6 | 9,0 | 9,5 | 10,2 | 11,2 | 12,1 | 13,1 | 14,0 |
| Vytápění a chlazení | 20,7 | 22,3 | 23,1 | 24,2 | 25,0 | 25,9 | 26,8 | 27,7 | 28,7 | 29,6 | 30,7 |
| Celkem | 15,6 | 16,5 | 17,0 | 17,7 | 18,2 | 18,7 | 19,3 | 19,9 | 20,6 | 21,2 | 22,0 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [47]

Tabulka 12 Očekávaná hrubá konečná spotřeba z OZE dle odvětví [GWh]

| [%] | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Elektroenergetika | 9 309 | 9 919 | 10 135 | 10 417 | 10 648 | 10 961 | 11 196 | 11 374 | 11 683 | 11 957 | 12 372 |
| Doprava | 5 666 | 5 713 | 5 854 | 6 084 | 6 280 | 6 514 | 6 815 | 7 247 | 7 648 | 8 076 | 8 494 |
| Vytápění a chlazení | 33 395 | 35 634 | 36 588 | 38 045 | 38 994 | 40 044 | 41 150 | 42 190 | 43 406 | 44 375 | 45 722 |
| Celkem | 48 371 | 51 266 | 52 577 | 54 546 | 55 922 | 57 518 | 59 161 | 60 811 | 62 737 | 64 409 | 66 589 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [47]

Navržený průměrný meziroční růst podílu OZE v sektoru vytápění a chlazení odpovídá 1 %. V oblasti dopravy byl cíl pro rok 2030 stanoven závazně pro všechny členské státy na úrovni 14 % a proporcionální roční cíle byly k tomuto stanoveny lineární interpolací. Pro zvyšování podílu OZE v dopravě a v sektoru vytápění a chlazení jsou navíc v KEPU nastaveny určitá

omezení, a další povinnosti týkající se různých druhů biopaliv, paliv z biomasy a paliv z OZE nebiologického původu. Pro účely plnění cíle v dopravě je uvažováno především využití elektřiny, a to jak pro přímé napájení či dobíjení dopravních prostředků, tak i pro výrobu paliv (např. elektrolýzou).

V odvětví elektroenergetiky byl stanoven i očekávaný rozvoj dle jednotlivých výrobních technologií. Tyto prognózy zahrnují očekávanou hrubou konečnou spotřebu energie na technologii (tabulka 13) a tomu odpovídající plánovaný instalovaný výkon, jež by těmto cílům korespondoval (tabulka 14).

Tabulka 13 Očekávaná spotřeba OZE při výrobě elektrické energie [GWh]

| [MW] | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Biomasa | 2 315 | 2 505 | 2 553 | 2 713 | 2 746 | 2 767 | 2 767 | 2 775 | 2 845 | 2 845 | 2 942 |
| Vodní elektrárny | 1 923 | 1 932 | 1 938 | 1 944 | 1 950 | 1 956 | 1 962 | 1 968 | 1 974 | 1 980 | 1 986 |
| Bioplynové stanice | 2 630 | 2 616 | 2 612 | 2 537 | 2 492 | 2 506 | 2 396 | 2 213 | 2 043 | 1 856 | 1 670 |
| Geotermální energie | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 77 | 86 | 95 | 104 | 112 |
| Větrné elektrárny | 674 | 743 | 826 | 921 | 1 032 | 1 152 | 1 267 | 1 381 | 1 511 | 1 653 | 1 794 |
| Fotovoltaika | 2 236 | 2 311 | 2 397 | 2 505 | 2 640 | 2 804 | 3 004 | 3 240 | 3 515 | 3 829 | 4 188 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [47]

Tabulka 14 Předpokládané instalované výkony dle technologií [MW]

| [MW] | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Biomasa | 469 | 516 | 526 | 554 | 564 | 568 | 568 | 569 | 590 | 590 | 608 |
| Vodní elektrárny | 1 106 | 1 109 | 1 111 | 1 113 | 1 115 | 1 117 | 1 119 | 1 121 | 1 123 | 1 125 | 1 127 |
| Bioplynové stanice | 355 | 354 | 345 | 339 | 338 | 337 | 322 | 314 | 307 | 299 | 287 |
| Geotermální energie | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Větrné elektrárny | 370 | 410 | 455 | 505 | 565 | 625 | 685 | 745 | 820 | 895 | 970 |
| Fotovoltaika | 2 082 | 2 153 | 2 236 | 2 340 | 2 470 | 2 628 | 2 822 | 3 051 | 3 319 | 3 625 | 3 975 |
| Celkem | 4 392 | 4 552 | 4 683 | 4 861 | 5 062 | 5 285 | 5 526 | 5 810 | 6 169 | 6 544 | 6 977 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [47]

Indikativní hodnoty instalovaných výkonů uvedené v tabulce 14 je nicméně nutné brát s určitou rezervou, neboť bez detailnějšího prozkoumání mohou vést k interpretačnímu zkreslení. Příkladem je možné uvést spalování biomasy, u kterého uvedený celkový instalovaný výkon předjímá pouze spalování obnovitelné složky, což však ne vždy zcela odpovídá realitě. Ve výrobních energie využívajících biomasu totiž často dochází i ke spolu spalování jiného druhu paliva, často neobnovitelného charakteru (např. tuhý komunální odpad), což by se v důsledku mělo projevit ještě dodatečným navýšením předpokládaného

instalovaného výkonu tak, aby lépe odpovídal trajektorii podílu OZE na hrubé konečné spotřebě této technologie. Dále například u vodních elektráren není započten výkon přečerpávacích zdrojů a u bioplynových stanic se nepředpokládá s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla.

Obecně lze tak konstatovat, že nejvyšší potenciál je v rámci KEP přisuzován solární a větrné energii, což jsou i technologie, u kterých je výhledově očekáváno samovolné přesažení indikovaných cílů trhem, neboť se u nich zdaleka nejvíce projevuje snižující se náklad na jednotku vyrobené elektřiny v důsledku technologického pokroku a lze tak očekávat, že by se tyto technologie v následující dekádě mohly obejít i bez provozní podpory [47].

Plnění navržených příspěvků by měly zajistit zejména změny, zakotvené v návrhu novely Zákona č. 165/2012 Sb., které by měly vymezit nové schéma poskytování podpory obnovitelným zdrojům po roce 2020 a revidovat slučitelnost již doposud poskytované podpory s vnitřním trhem EU. Za stěžejní lze v tomto ohledu očekávat:

- Zavedení systému kontrol nadměrné podpory výroby z OZE – tzv. kontrol překompenzace zdrojů uvedených do provozu mezi lety 2006-2013, u kterých současně hrozí riziko kumulace podpory více druhů (např. souběh provozní a investiční subvence nebo například souběh podpory výroby elektřiny s OZE s podporou elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla).¹⁶
- Specifikaci podmínek pro alokaci provozní podpory nových instalací, uváděných do provozu po roce 2020, formou veřejných aukcí – tj. vymezení oprávněných technologií, nastavení maximálních cenových stropů a doby trvání v aukcích přidělené podpory a další.

Tento návrh však zatím neprošel kompletním legislativním procesem. Novela byla sice již na přelomu srpna a září 2019 předložena do meziresortního připomínkového řízení, avšak její schválení parlamentem nelze očekávat dříve než v první polovině roku 2020.

¹⁶ Rozhodujícím ukazatelem při posuzování přiměřenosti přiznané podpory by podle připravovaného znění novely zákona č. 165/2012 Sb. mělo být vnitřní výnosové procento (tzv. IRR) investice příslušného zdroje, respektive pak jeho porovnání s referenčně nastavenými hraničními hodnotami. Aktuálně návrh novely počítá s hranicí IRR na úrovni 8,4 % pro nepalivové zdroje (vodní, fotovoltaické, větrné či geotermální instalace) a 10,6 % pro zdroje palivové, tedy především biomasu a bioplyn.

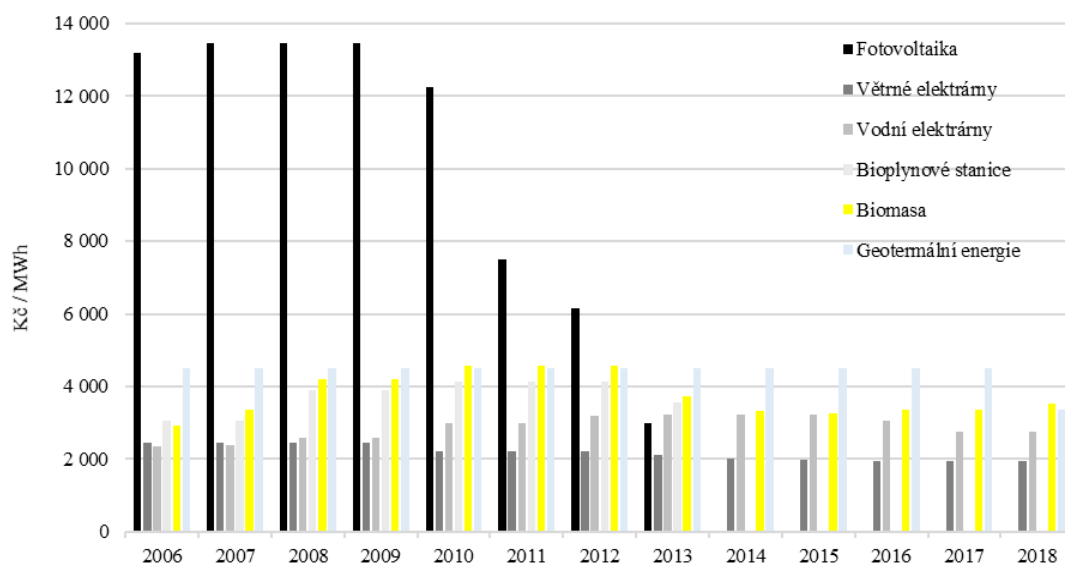
3.4 Systém podpory výroby elektřiny OZE v České republice

Následující kapitola se zaměří na popis současné výše vyplácené podpory pro jednotlivé technologie a na vývoj celkových vynaložených prostředků na podporu OZE v národním kontextu. Jelikož oba tyto sledované parametry vychází především z legislativních změn a událostí popsanych v kapitole 3.3 a jsou podloženy historickým vývojem výkupních cen i zelených bonusů, bude určitá pozornost věnována i vývoji těchto provozních podpor od roku 2006, tedy od roku vstupu v platnost první národní legislativy v oblasti podpory OZE – Zákona č. 180/2005 Sb.

3.4.1 Vývoj jednotkové výše výkupních cen a zelených bonusů

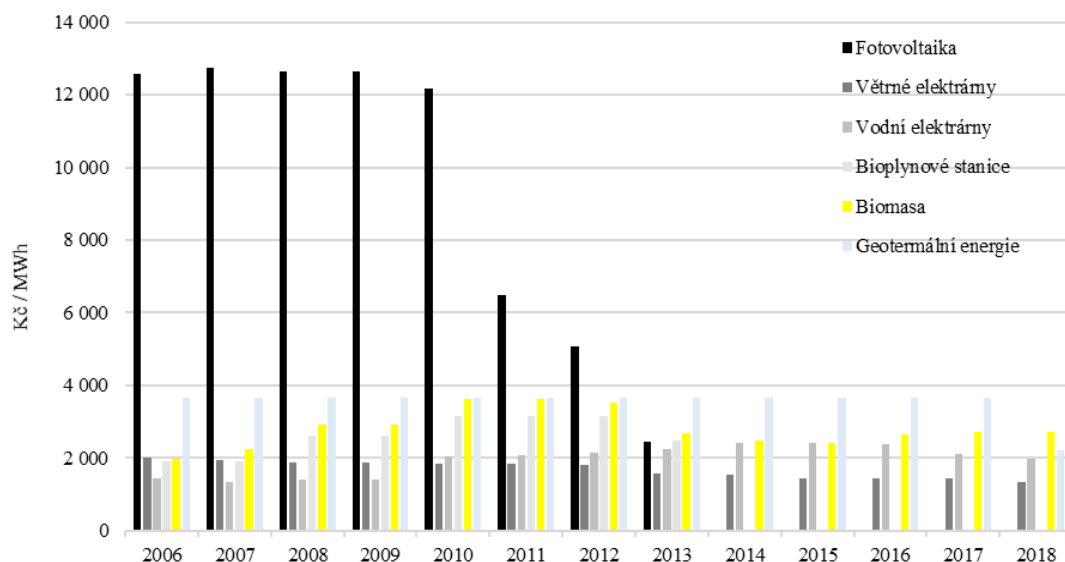
Dosavadní vývoj maximální možné výše výkupních cen a zelených bonusů, na něž mohli výrobci z OZE od roku 2006 dosáhnout je ilustrován grafem 11 resp. 12. Naznačená podpora se vztahuje pouze na zdroje uvedené do provozu v indikovaných letech a měla by tak zohledňovat vývoj cen dotčených technologií v čase. Jak již ale bylo naznačeno v kapitole 3.3.1, jakmile byla výrobci v roce uvedení instalace do provozu příslušná výše podpory přiznána, byla mu i v této výši ponechána, maximálně upravena o inflaci, a to po celou dobu životnosti dané instalace, tedy bez zohlednění naznačovaného trendu změny výše příspěvků v následujících letech.

Graf 11 Max. možná výše výkupních cen v letech 2006-2018 [Kč/MWh]



Zdroj: Vlastní zpracování dle Cenových rozhodnutí ERÚ

Graf 12 Max. možná výše zelených bonusů v letech 2006-2018 [Kč/MWh]



Zdroj: Vlastní zpracování dle Cenových rozhodnutí ERÚ

Z uvedených grafů je patrné, že nejvýraznější změnou v průběhu minulých let obecně prošly především fotovoltaické instalace. U těch bylo možné pozorovat skokový pokles maximální nárokové podpory z původních více než 12 000 Kč/MWh, pro zařízení uvedená do provozu během let 2006-2010 až na nulu pro instalace od roku 2014. Toto pozastavení obou forem provozní podpory inicioval již zmiňovaný zákon č. 310/2013 Sb. a současné nové instalace tudíž nemají nárok čerpat ani zelený bonus ani výkupní ceny.

Obdobný, přesto však zdaleka ne tak strmý, pokles nárokové maximální výše provozní podpory, lze sledovat i u větrných elektráren. Zde podpora kulminovala v letech 2006-2009, kdy výkupní ceny, potažmo zelené bonusy, dosahovaly úrovně 2 460 Kč/MWh resp. 2 020 Kč/MWh a následně postupně klesaly až na současnou cenovou úroveň, tedy k hladině 1 930 Kč/MWh v případě výkupních cen resp. 1 020 Kč/MWh pro systém podpory formou zelených bonusů.

Maximální možná výše provozní podpory vodních elektráren zaznamenávala do roku 2015 opačný trend než např. fotovoltaické či větrné elektrárny. Od roku 2006 podpora postupně rostla z původních 1 430 Kč/MWh, resp. 2 340 Kč/MWh pro zelené bonusy, resp. výkupní ceny v roce 2006, až na stávajících 1 761 Kč/MWh, resp. 2 741 Kč/MWh. Aktuálně je tedy možné čerpat provozní podporu jak formou výkupních cen, tak i zelených bonusů, a to jak na nově vystavěné zdroje v nových i stávajících lokalitách, tak i na rekonstruované

či modernizované elektrárny, u nichž náklad na takovou renovaci přesáhne mez stanovenou platným cenovým rozhodnutím.

Podpora elektřiny z bioplynu byla ukončena společně s elektřinou z FVE v roce 2013 na základě Zákona č. 310/2013 Sb. Podpora nových bioplynových stanic proto až do roku 2016 probíhala výhradně skrze tzv. doplňkový zelený bonus k vysokoúčinné kombinované výrobě elektřiny a tepla. V roce 2016 pak sice byla podpora bioplynu částečně obnovena, avšak s výraznou změnou oproti původním podmínkám – na rozdíl od jednotek uvedených do provozu do roku 2013 nezískávají bioplynové stanice podporu na vyrobenou elektřinu, ale pouze na užitečné teplo formou zeleného bonusu.

Výše provozní podpory elektřiny z obnovitelných zdrojů využívajících biomasu se liší dle jednotlivých kategorií biomasy definovaných vyhláškou MŽP č. 453/2008 Sb., kterou se mění vyhláška č. 482/2005 Sb.:

- Kategorie 1 – cíleně pěstovaná tzv. „zelená biomasa“ pro energetické využití;
- Kategorie 2 – odpadní tzv. „hnědá biomasa“ (např. sláma, seno, dřevní štěpka, aj.);
- Kategorie 3 – odpadní tzv. „bílá biomasa“ (např. odpadní dřevo, dřevní piliny, aj.);

a odlišného způsobu využití těchto druhů biomasy pro účel výroby elektrické energie:

- O – spalování či zplyňování čisté biomasy;
- P – paralelní neboli souběžné spalování biomasy a jiného neobnovitelného zdroje;
- S – spoluspalování biomasy s jiným neobnovitelným zdrojem.

Do roku 2013 bylo při výrobě elektřiny spalováním čisté biomasy (kategorie O1-O3) možno čerpat podporu buďto využitím garance výkupních cen nebo formou zelených bonusů. Při spoluspalování nebo paralelním spalování biomasy a jiného neobnovitelného zdroje bylo možné využívat pouze podporu formou zelených bonusů. Změnu podmínek výběru podporovaných zdrojů a samotné podpory přinesl Zákon č. 165/2012 Sb., kdy došlo k zavedení podpory na spoluspalování a paralelní spalování biomasy společně s druhotnými zdroji (kategorie DS, resp. DP). Avšak i za situace společného spalování biomasy s neobnovitelnými či druhotnými zdroji je podpora elektřiny z biomasy vždy uplatňována výhradně na tu poměrnou část elektřiny, připadající na podíl využití čisté biomasy (tedy

kategorie O1-O3). Obdobně je postupováno také v případě společného spalování biomasy a biologicky rozložitelné části komunálního odpadu.

V současné době je tedy na výrobu elektřiny z biomasy kategorie O1, O2 a O3 možno čerpat provozní podporu formou zelených bonusů nebo výkupních cen ve výši zobrazené v níže uvedené tabulce 15. Na ostatní kategorie biomasy se vztahuje pouze podpora prostřednictvím zelených bonusů.

Tabulka 15: Současná provozní podpora elektřiny z biomasy [Kč/MWh]

| Kategorie biomasy | O1 | O2 | O3 | S1 | S2 | S3 | P1 | P2 | P3 |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|
| Výkupní cena [Kč/MWh] | 3 263 | 2 251 | 1 245 | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. |
| Zelený bonus [Kč/MWh] | 2 133 | 1 121 | 115 | 2 250 | 1 110 | 0 | 2 520 | 1 380 | 180 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle Cenových rozhodnutí ERÚ

3.4.2 Vývoj celkového objemu vyplacené podpory OZE

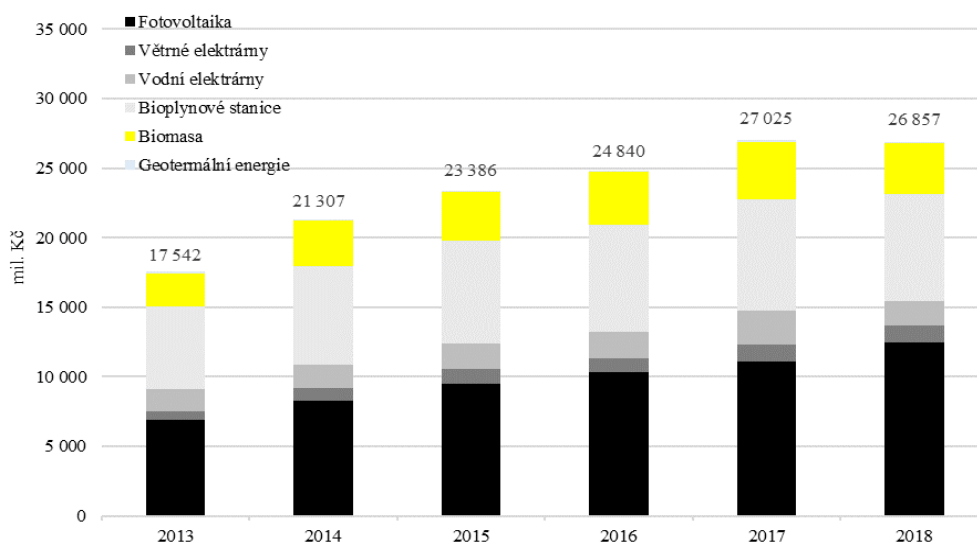
Celková výše vyplacených prostředků souvisejících s podporou výroby elektřiny z OZE byla naznačena již v kapitole 3.3.1 a dosáhla v roce 2018 přibližně 43,8 miliard Kč. Z údajů uvedených na grafech 13 a 14 pak vyplývá, že přibližně 2/3 těchto transferů tvoří výplaty zelených bonusů, zatímco zbývající 1/3 tvoří platby související s podporou povinného výkupu. Z hlediska celkového objemu vyplacených prostředků tak představuje systém zelených bonusů nejvýznamnější typ provozní podpory.

Z grafu 13 pak vyplývá, že nejvíce prostředků formou zelených bonusů směřovalo v minulých letech, ale i v roce 2018, provozovatelům výroben využívajících energii slunečního záření (přibližně 12,5 mld. Kč), dále provozováním využívajícím k výrobě elektřiny bioplyn (cca 7 mld. Kč) a následně zařízením spalujícím biomasu (3,6 mld. Kč). Obdobný trend je možné sledovat i u výkupních cen. I zde byly v roce 2018 nejvýznamnějšími příjemci fotovoltaické instalace - 16,7 mld. Kč, následované vodními elektrárnami s transfery ve výši 127 mil. Kč a větrnými elektrárnami, kam směřovalo více než 46 mil. Kč.

Z prezentovaných dat je dále patrné, že se celková výše vyplacených prostředků každoročně navyšuje, a to i přes již zmiňované ukončení provozní podpory fotovoltaickým a bioplynovým instalacím. Důvodem tohoto nárůstu je především zvyšující se počet nových instalací spalujících biomasu, a tedy rostoucí počet zařízení s nárokem na provozní podporu,

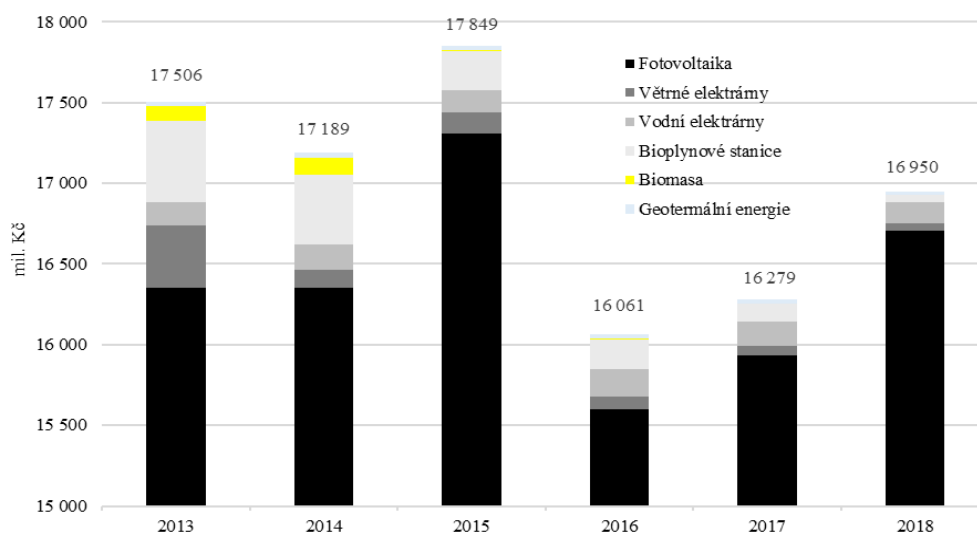
ale také pravidelná úprava již přiznané provozní podpory, především fotovoltaickým elektrárnám, o index zohledňující inflaci.

Graf 13 Vyplacená podpora formou zelených bonusů v letech 2013-2018 [mil. Kč]



Zdroj: Vlastní zpracování dle OTE, a.s.

Graf 14 Vyplacená podpora formou výkupních cen v letech 2013-2018 [mil. Kč]



Zdroj: Vlastní zpracování dle OTE, a.s.

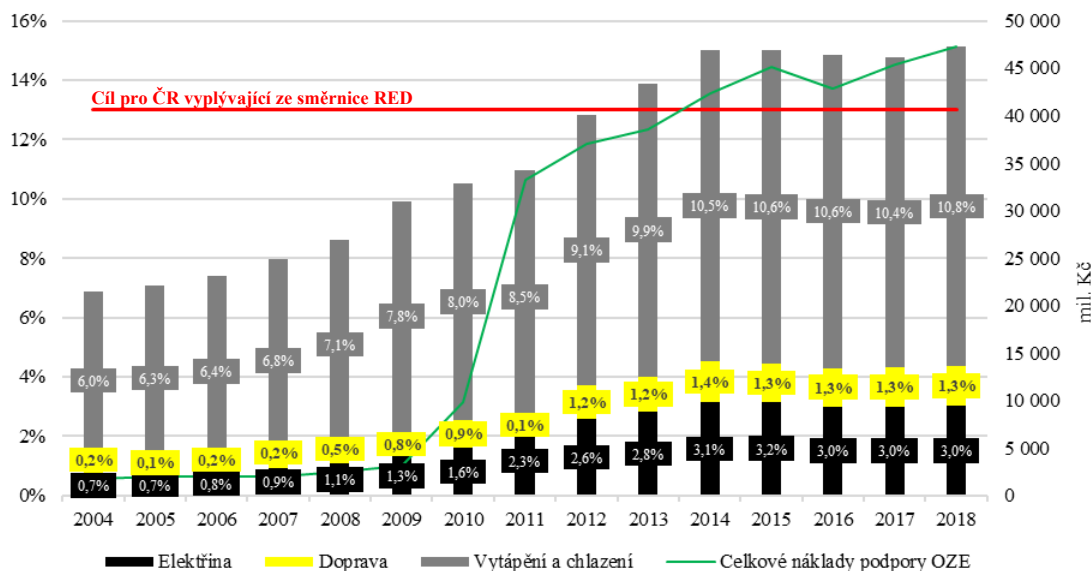
3.5 Shrnutí plnění cílů OZE v České republice

Směrnice 2009/28/EC (RED) stanovila v případě ČR závazný národní cíl pro podíl OZE na hrubé konečné spotřebě energie na úrovni 13 %. Cíle by mělo být dosaženo do roku 2020 úhrnem příspěvků OZE v sektorech spotřeby elektřiny, dopravy a v oblasti vytápění

a chlazení. Pro oblast dopravy byl navíc nastaven sektorový podíl 10 % OZE pro všechny členské státy.

České republice se celkového podílu 13 % podařilo dosáhnout již v roce 2013 a v roce 2018 dokonce pokořila hranici 15 %. Uvedenou skutečnost ilustruje graf 15 níže.

Graf 15 Nákladovost [mil. Kč] a plnění cílů OZE na finální spotřebě energie [%]

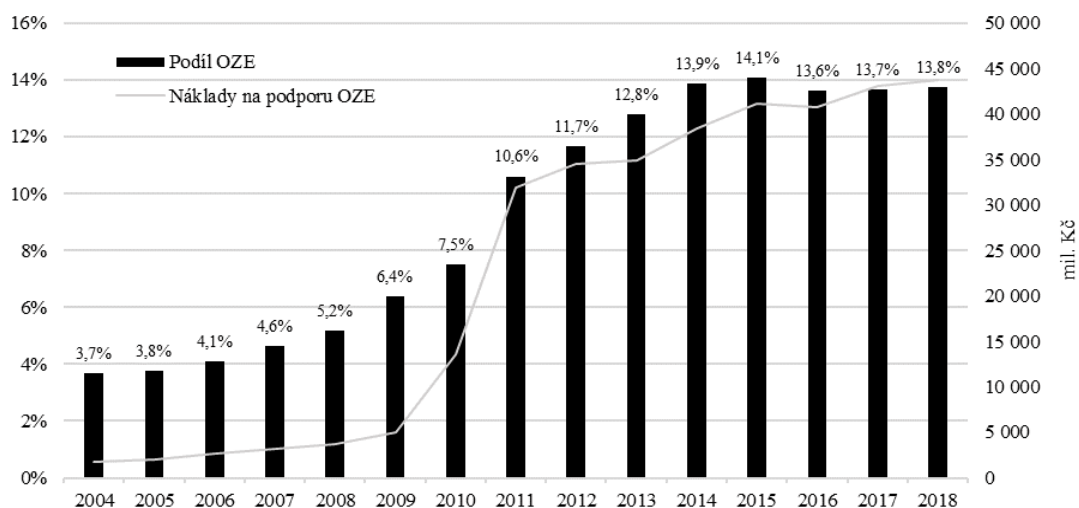


Zdroj: Vlastní zpracování dle Eurostat, OTE a.s., MPO a Celní správa

Z hlediska příspěvků jednotlivých hospodářských sektorů byla nejvýznamnější oblast vytápění a chlazení, která se na dosaženém cíli v roce 2018 podílela 10,8 % (pro srovnání s oblastí výroby elektřiny, která přispěla pouze přibližně 3 %). Samostatný podíl OZE v těchto dvou oblastech tak i bez zohlednění dopravy dostačoval k naplnění indikovaného národního cíle pro rok 2020. Závazný podíl OZE v dopravě se prozatím ČR splnit nepodařilo a na základě vývoje v předchozích letech lze předpokládat, že do roku 2020 ke splnění ani nedojde (k roku 2018 bylo dosaženo pouhých 6,52 % OZE na celkové spotřebě energie v dopravě).

Dominance sektoru vytápění a chlazení je překvapující s ohledem na skutečnost, že naprostá většina finančních transferů je směřována na rozvoj OZE pro výrobu elektřiny a zbytek do oblastí dopravy na podporu biopaliv, nikoliv tedy provozovatelům v sektoru vytápění a chlazení. Elektroenergetika v roce 2018 nárokovala přibližně 43,8 mld. Kč (viz graf 16), zatímco výrobcům tepla putovalo pouhých 0,2 mld. Kč.

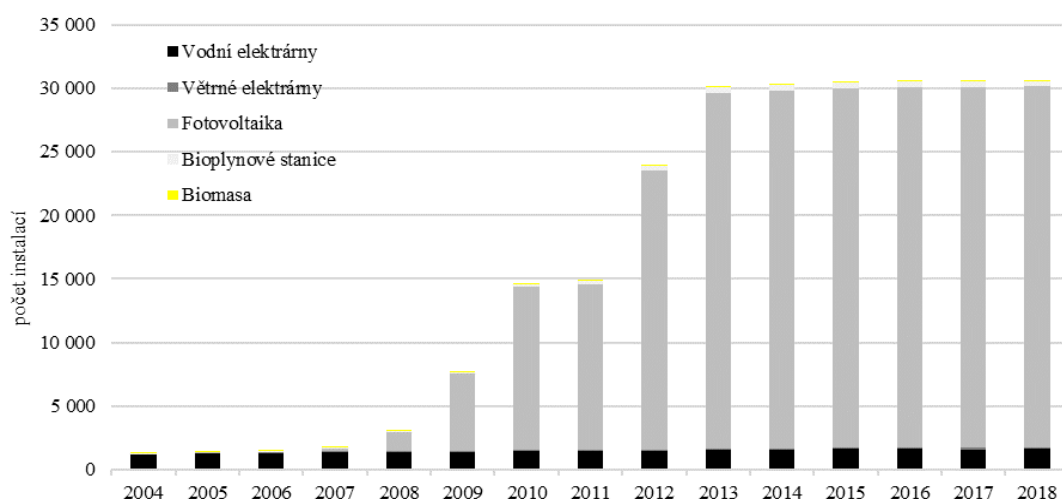
Graf 16 Nákladovost [mil. Kč] a plnění cílů OZE na celkové výrobě elektřiny [%]



Zdroj: Vlastní zpracování dle Eurostat, OTE a MPO

Od roku 2014 postupně dochází ke stagnaci podílu OZE na celkové spotřebě energie, a to navzdory neustále rostoucím nákladům na podporu. Důvodem jsou především celkový růst spotřeby energie v České republice, nedostatečná elektrifikace dopravy, nedostatečná obnova oblastí vytápění a chlazení, ale také nízký počet nových instalací OZE pro výrobu elektřiny především v důsledku ukončení mnoha provozních podpor po roce 2013. Vývoj počtu celkových instalací OZE v letech 2004-2018 je znázorněn na grafu 17.

Graf 17 Vývoj počtu instalovaných OZE v letech 2004-2018



Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ [20]

Z grafu je patrný především solární boom, který nastal v letech 2009 až 2012 vlivem Zákona č. 180/2005 Sb., který nastavil velmi vysoké výkupní ceny a zelené bonusy a znemožnil

jejich meziroční snižování úměrné snižování cen výrobních technologií. Především pak u FVE uvedené způsobilo rapidní nárůst počtu instalací i jejich instalovaného výkonu. Zatímco v roce 2008 byl instalovaný výkon FVE 40 MW, v roce 2012 již dosahoval 2 086 MW.

V roce 2018 byla schválena novela směrnice RED, i.e. RED II, která zavedla nové, striktnější požadavky na členské státy EU v oblasti snižování emisí CO₂ a podílu OZE na finální spotřebě energie. Jednotlivé členské země dostaly za úkol sestavit národní klimaticko-energetické plány a v nich vytyčit mimo jiné i národní cíle podílu OZE na hrubé konečné spotřebě energie do roku 2030. Česká republika navrhla podíl ve výši 20,8 %, který však Evropská komise shledala nedostatečně ambiciózní a navrhla jej revidovat na stávajících 22 %. Směrnice RED II rovněž stanovila závazný cíl OZE pro sektor dopravy ve výši 14 %, přičemž nejméně polovinu (tedy alespoň 7 %) musejí tvořit tzv. biopaliva druhé generace.

Členské státy mají nyní povinnost vytvořit adekvátní podpůrné mechanismy, které zajistí splnění předepsaných cílů nákladově nejefektivnější metodou a je na jejich uvážení, jakou pro to zvolí strategii. ČR například podle stávajícího návrhu KEP plánuje splnění cíle především prostřednictvím výrazného navýšení podílu obnovitelných zdrojů v dopravě a oblasti vytápění a chlazení. Cíle pro sektor výroby elektřiny tak nadále zůstávají spíše zdrženlivé.

Při nastavování nových podpůrných mechanismů bude důležité zohlednit i především dopad nákladů na financování podpory, který v konečném důsledku zaplatí vždy koncoví spotřebitelé, ať již přímo v podobě vyšších cen z důvodu dodatečného zatížení odebírané energie či přeneseně prostřednictvím svých daňových odvodů při financování ze státního rozpočtu. Závazky vyplývající ze směrnice jsou primárně závazky státu, ze kterých plyne celospolečenský přínos, a tudíž i celospolečenský závazek (závazek ČR vůči společenství), na kterém by se měli podílet rovným dílem všichni beneficianti. V následujících letech a s očekávanou novelou Zákona č. 165/2012 Sb. tak bude důležité nastavit takový systém financování, který nebude znevýhodňovat pouze vybranou technologii nebo skupinu zákazníků, podobně jako tomu bylo v případě financování podpory OZE doposud.

3.6 Technické aspekty spojené s rozvojem OZE

3.6.1 Stabilita elektrizační soustavy

Získávání energie z některých intermitentních OZE, například ze solárních či větrných elektráren, které jsou velmi závislé na meteorologických podmínkách, může mít negativní dopad na stabilitu elektrizační soustavy. Kolísavý výkon těchto zařízení mnohdy nelze zcela efektivně predikovat ani regulovat, avšak pro stabilní a spolehlivé dodávky elektřiny zůstává nezbytné, aby výroba elektrické energie byla v každém okamžiku vyrovnána spotřebě a byly tak zachovány základní parametry kvality dodávky (zejména frekvence a napětí). V případě, kdy je tento rovnovážný stav vychýlen může dojít ke zhoršení těchto parametrů a v krajních případech i k přetížení soustavy či dokonce k blackoutu. Aby tedy bylo možné výkonovou volatilitu intermitentních OZE v síti vyrovnávat, musí být spotřeba i výroba kontinuálně aktivně řízena, čehož lze efektivně docílit pouze dostatkem stabilizačních zdrojů schopných akumulace většího množství energie a zdrojů schopných měnit velikost svého odběru/dodávky z/do sítě na základě povelu nebo cenového impulsu (tzv. zdrojů flexibility) a příslušnou reakcí vedoucí k nápravě rovnováhy.

V ČR mezi klíčové stabilizační zdroje patří přečerpávací vodní elektrárny. Ty jsou v využívány především při dlouhodobě přetrvávajícím převisu výroby nad spotřebou k akumulaci energie ve větším množství. Bohužel v důsledku specifických požadavků pro jejich výstavbu, kdy je často složité najít vhodnou lokalitu, je možnost jejich plošného rozšíření omezená. Navíc nejsou vhodné velmi krátkodobé výkyvy v síti. Naštěstí v posledních letech kromě přečerpávacích elektráren začíná vznikat i vhodné prostředí pro menší subjekty schopné a ochotné nabízet flexibilitu své spotřeby, která na krátkodobou výrobní variabilitu OZE může reagovat efektivněji (jedná se např. o průmyslové výrobce, chytré domácnosti, provozovatele dobíjecích infrastruktur či vlastníky elektrovozů). V obou případech je nutné počítat s tím, že čím více se bude energetika spoléhat na dodávku elektřiny z OZE, tím více stabilizačních a vyrovnávacích zdrojů bude třeba do sítě integrovat, což bude v důsledku přinášet vyšší celkové náklady na provoz sítě, které se promítnou do ceny elektřiny pro koncové odběratele. Elektrizační soustava ČR není zatím za masivnější integraci OZE s kolísavým výkonem připravena. Pokud by tak došlo k větší výstavbě solárních či větrných parků, bylo by nutné nastavit pro jejich provoz striktní regulační opatření.

3.6.2 Výhledové způsoby akumulace energie

Globálně jsou kvůli snaze uskladňovat přebytečnou elektrickou energii hledány kromě přečerpávacích elektráren i další komerční způsoby. Jejich rozvoji však často brání buď vysoká cena použité technologie nebo vysoké energetické ztráty v rámci skladovacího procesu. Sladovací systémy, kterým se v současné době vyspělé státy věnují jsou např. Power2Gas, supravodivé akumulátory, akumulace stlačeným vzduchem nebo akumulace přeměnou vody na vodík.

Skladovací systém Power2Gas lze popsat ve dvou krocích. V prvním je přebytečná elektrická energie využita na výrobu vodíku pomocí elektrolýzy. Jelikož je vodík obtížně skladovatelný, je ve druhém kroku v procesu metanizace sloučen s CO_2 a tím je získán metan. Metan lze již lépe skladovat, a i přepravovat na velké vzdálenosti. Pro jeho opětovnou přeměnu na elektrickou energii je využito klasických tepelných instalací.

Akumulace energie v supravodivých akumulátorech doposud neopustila laboratorní podmínky. Elektřina je v tomto případě skladována ve smyčkách supravodičů, které jsou obklopeny magnetickým polem. Tento způsob akumulace dosahuje velmi vysoké účinnosti okolo 95 %, avšak vysoké náklady na technologii jej činí komerčně téměř nevyužitelným.

Akumulace elektřiny stlačeným vzduchem je technologicky poměrně jednoduchá. Do vytěženého dolu nebo do jiného podzemního prostoru je přebytečnou elektřinou vháněn za pomoci kompresorů stlačený vzduch, který je následně v době zvýšené poptávky přes turbíny zpětně přeměněn na elektrickou energii. Rezervou tohoto skladovacího systému jsou vysoké energetické ztráty a celková účinnost pouze v rozmezí 27–50 %.

Poslední uvedenou variantou je výroba vodíku a jeho následná aplikace v palivových článcích. Při té je nejprve elektrolyzérem z vody izolován vodík, který v případě spotřeby využít jako palivo v palivového článku a přeměněn zpět na elektrickou energii. Tento způsob akumulace je velmi šetrný na životní prostředí, jelikož v důsledku elektrochemické přeměny vzniká jako odpadní produkt pouze čistá voda. Úskalím však může být uchovávání vodíku v tlakových lahvích, které je velmi nebezpečné. Hrozí zde vysoké riziko úniku a s tím spojené nebezpečí výbuchu. Tento skladovací systém ani doposud nedosahuje příliš dobré účinnosti, ta se pohybuje v rozmezí 30–40 % [33].

4 ANALYTICKÁ ČÁST

4.1 Aplikované statistické metody

4.1.1 Deskriptivní (popisná) statistika

Metody deskriptivní statistiky jsou aplikovány pro elementární popis a sumarizaci informací o statistických jednotkách obsažených v množinách dat s velkým počtem prvků. Výstupem těchto metod jsou koncentrované informace o zákonitostech ve sledovaných souborech, které lze dále využít mj. i pro porovnávání odlišných datových sad. Nástrojem popisné statistiky je i vizualizace dat v podobě grafů či tabulek. Pro účely této diplomové práce budou sledovány výhradně kvantitativní proměnné a bude využito především charakteristik polohy (tj. prostý aritmetický průměr a medián) a charakteristik variability (tj. variační rozpětí, prostý rozptyl a směrodatná odchylka) [48].

Charakteristiky polohy, resp. míry centrální tendence (4.1) až (4.3) jsou počítány ze všech hodnot sledovaného souboru a vyjadřují jeho úroveň.

- i. Prostý aritmetický průměr

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (4.1)$$

- ii. Medián pro lichý počet hodnot ve sledovaném souboru

$$\tilde{x} = \frac{x_{n+1}}{2} \quad (4.2)$$

- iii. Medián pro sudý počet hodnot ve sledovaném souboru

$$\tilde{x} = \frac{1}{2} \left(x_{\frac{n}{2}} + x_{\frac{n+1}{2}} \right) \quad (4.3)$$

Charakteristiky variability, resp. míry rozptýlenosti (4.4) až (4.6) nejsou počítány ze všech hodnot sledovaného souboru a vyjadřují měnlivost obsažených hodnot

- i. Variační rozpětí

$$R = X_{max} - X_{min} \quad (4.4)$$

- ii. Prostý rozptyl

$$s_x^2 = \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right) \quad (4.5)$$

- iii. Směrodatná odchylka

$$s_x = \sqrt{s_x^2} = \sqrt{\frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right)} \quad (4.6)$$

4.1.2 Analýza časových řad

Časovou řadou rozumíme chronologicky uspořádanou množinu pozorování hodnot sledované kvantitativní proměnné v čase. Cílem analýzy časových řad je výběr a následná konstrukce vhodného matematického modelu, jež by umožnil porozumět chování sledované veličiny a pomohl tvořit prognózy o jejím budoucím vývoji. Obecně jsou modely časových řad vhodné zejména pro takové kvantitativní veličiny, jejichž chování v čase je obtížně podchytilné konkrétními vysvětlujícími proměnnými, resp. těchto může být mnoho s odlišným působením. Zjednodušeně lze proto v těchto případech interpretovat společné působení možných faktorů jako funkci času. Pro tvorbu prognóz je tedy klíčový předpoklad, že takovéto faktory působící na vysvětlovanou proměnnou jsou v čase konstantní a jejich společné působení vyvolává v každém časovém okamžiku stejné změny v úrovni utváření hodnot vysvětlované proměnné v čase.

Pro orientační charakterizaci míry dynamiky vývoje časových řad a pro získání představy o rychlosti změn hodnot sledované proměnné v čase lze před samotnou konstrukcí matematického modelu využít některé z elementárních statistických charakteristik indexní analýzy, jedná se především o:

- i. Absolutní přírůstky 1. a 2. difference, vyjádřené rovnicemi (4.7) a (4.8),

$$d^{(1)}y_t = y_t - y_{t-1} \quad t = 2, 3, 4, \dots, n \quad (4.7)$$

$$d^{(2)}y_t = dy_t - dy_{t-1} \quad t = 3, 4, 5, \dots, n \quad (4.8)$$

kteří umožňují bezprostřední porovnání libovolných dvou po sobě jdoucích hodnot členů časové řady a

- ii. Relativní míry dynamiky: tempo růstu (4.9) a průměrné tempo růstu (4.10),

$$k_t = \frac{y_t}{y_{t-1}} \quad t = 2, 3, 4, \dots, n \quad (4.9)$$

$$\bar{k}_t = \sqrt[n-1]{\frac{y_2}{y_1} \cdot \frac{y_3}{y_2} \cdot \dots \cdot \frac{y_n}{y_{n-1}}} = \sqrt[n-1]{\frac{y_n}{y_1}} \quad (4.10)$$

kteří popisují relativní postupnou rychlost změn hodnot v časové řadě potažmo její geometrický průměr. Jelikož, jak vyplývá z vzorce (4.10), lze průměrné tempo růstu vyjádřit

pouze krajními hodnotami časové řady, tedy prvním a posledním údajem, je nutné brát tento ukazatel s rezervou nevykazuje-li časová řada monotónní průběh.

Tradičním a současně nejjednodušším konceptem modelování časových řad je jednorozměrný model ve tvaru (4.11), jež předpokládá, že vývoj analyzovaného jevu je ovlivňován pouze časovým faktorem a náhodnou složku.

$$y_t = f(t, \varepsilon_t) \quad (4.11)$$

K tomuto modelu lze v zásadě přistupovat několika odlišnými způsoby:

- Dekompozicí časové řady
- Box-Jenkinsovou metodologií
- Spektrální analýzou
- Lineárním kauzálním (faktorovým) modelem

Zatímco v případě dekompozice časové řady klasickým formálním modelem jde pouze o popis forem pohybu, nikoliv o poznání věcných příčin dynamiky a pozornost je tak soustředěna především na konstrukci a vyjádření systematické složky. Box-Jenkinsova metodologie považuje za základní prvek konstrukce matematického modelu náhodnou složku, u které předjímá korelaci s náhodnými veličinami. Spektrální analýza naopak zkoumá časovou řadu jako lineární kombinaci sinusových a kosinusových funkcí s odlišnými frekvencemi a amplitudami a lineární kauzální (faktorový) model, obvykle využívaný především v ekonometrických průzkumech, je konturovaný metodami regresní analýzy, kdy je vysvětlovaná proměnná považována za funkci svých opožděných hodnot a jiných vysvětlujících faktorů.

Volba libovolného z uvedených přístupů ke konstrukci jednorozměrného modelu vždy závisí na účelu analýzy, typu časové řady, granularitě dostupných dat, očekávané časové náročnosti zpracování, softwaru dostupného k provedení analýzy, ale i žádoucí flexibilitě modelu pro adaptaci na průběžně se měnící charakter a dostupné informace o časové řadě.

Pro účely této práce bude, především pro svou jednoduchost, pro konstrukci modelu využita metodologie dekompozice časových řad. Pomocí té jsme schopni systematickou část průběhu popsat využitím čtyř zkoumaných složek: trendové, sezónní, cyklické a náhodné, přičemž vlastní tvar rozkladu může být buď aditivní (4.12), nebo multiplikativní (4.13).

V této diplomové práci se omezíme na aditivní typ, na který lze i ten multiplikatívni převést prostou logaritmickou transformací.

$$y_t = T_t + S_t + C_t + \varepsilon_t \quad t = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4.12)$$

$$y_t = T_t \cdot S_t \cdot C_t \cdot \varepsilon_t \quad t = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4.13)$$

kde: T_t ... trendová složka
 S_t ... sezónní složka
 C_t ... cyklická složka
 ε_t ... náhodná (reziduální) složka

Trend bude modelován pomocí základních matematických křivek neboli tzv. vyrovnávacích funkcí (4.14) až (4.18).

Lineární $T_t = a + b \cdot t \quad (4.14)$

Kvadratická $T_t = a + b \cdot t + c \cdot t^2 \quad (4.15)$

Mocninná $T_t = a \cdot t^b \quad (4.16)$

Logaritmická $T_t = a + b \cdot \log t \quad (4.17)$

Exponenciální $T_t = a \cdot t^b \quad (4.18)$

Strukturální parametry těchto funkcí budou odhadnuty metodou nejmenších čtverců (4.19).

$$\sum_{t=1}^n (y_t - y'_t)^2 = \min \quad (4.19)$$

kde: y_t ... pozorované hodnoty
 y'_t ... očekávané hodnoty vypočtené funkcemi (4.14) až (4.18)

Výběr vhodného typu vyrovnávací křivky (trendové funkce), která by nejlépe vystihovala skutečnou dynamiku vývoje zkoumané veličiny, potažmo pak i kvalita celkového modelu a stupeň shody budou opřeny o (4.20) - (4.25).

i. Střední absolutní chybu MAE

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_t |y_t - y'_t| \quad (4.20)$$

- ii. Střední čtvercovou chybu MSE

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_t (y_t - y'_t)^2 \quad (4.21)$$

- iii. Odmocninu ze čtvercové chyby RMSE

$$RMSE = \sqrt{MSE} \quad (4.22)$$

- iv. Střední absolutní procentuální chybu MAPE

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_t \left| \frac{y_t - y'_t}{y_t} \right| \quad (4.23)$$

- v. Index determinace I^2

$$I^2 = 1 - \frac{\sum_{t=1}^n (y_t - y'_t)^2}{\sum_{t=1}^n (y_t - \bar{y})^2} \quad (4.24)$$

- vi. Index korelace I

$$I = \sqrt{I^2} \quad (4.25)$$

Zatímco u kritérií (4.20) až (4.23) se bude vhodnost příslušné trendové funkce zvětšovat se zmenšujícími se hodnotami těchto ukazatelů, u indexu determinace a korelace jsou žádoucí hodnoty vyšší, ideálně v intervalu od 0,8 do 1,0.

Pokud by byl koeficient korelace roven přímo jedné jednalo by se u pozorovaných hodnot o přímou funkční závislost zvolené vyrovnávací funkce na čase. Jinými slovy by takovýto trend dokonale vystihoval zákonitosti vývoje zkoumaného jevu [48].

4.2 Ukazatele mezinárodního srovnání v rámci EU

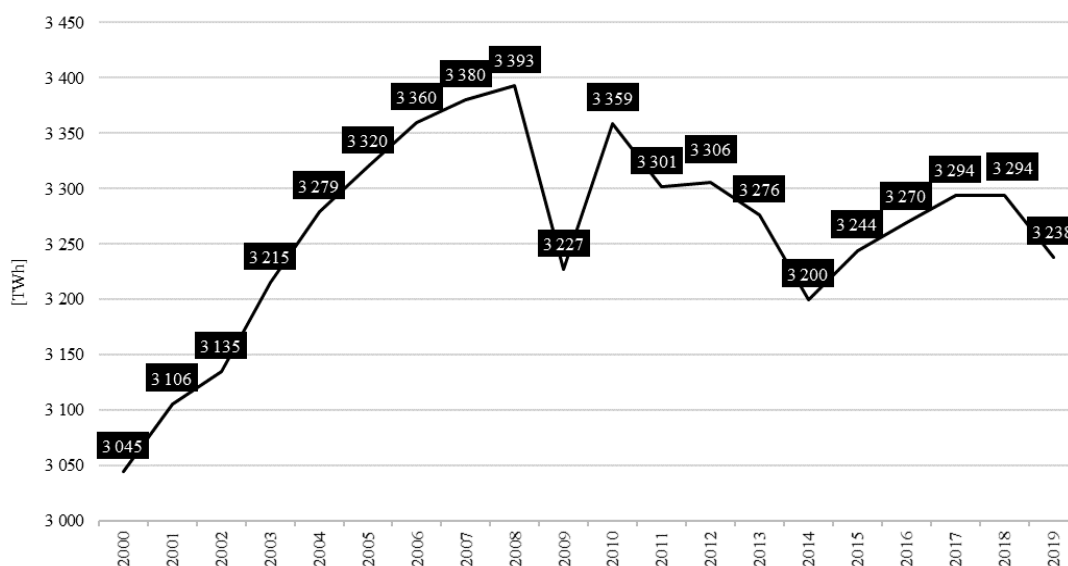
4.2.1 Celková spotřeba elektrické energie

Celková spotřeba energie celosvětově každý rok stoupá, v rámci Evropské unie je však tento trend opačný. Zatímco v roce 2005 dosáhla spotřeba primárních energetických zdrojů napříč EU svého maxima, od tohoto roku pozvolně klesá. Tuto tendenci je možno pozorovat nejen v oblasti dopravy a vytápění, ale i na konečné hrubé spotřebě elektřiny (viz graf 18).

V roce 2019 byl dokonce v unii v sektoru elektroenergetiky zaznamenán meziroční pokles o skoro 2 % (-56 TWh), což vedlo k návratu poptávky téměř na úroveň roku 2009, tedy do doby poslední ekonomické recese. Dlouhodobě je nejvíce elektrické energie spotřebováváno v Německu, následovaném Francií, Anglií a Itálií, naopak mezi země s nejnižší spotřebou elektřiny patří Malta, Kypr a Lotyšsko.

Důvodem zmíněného dlouhodobého poklesu spotřeby elektřiny jsou vyšší energetická účinnost, vyšší průměrné denní teploty, obzvláště v zimních měsících, ale také přesun některých energeticky náročných výrobních odvětví (např. výroba oceli) mimo Evropskou unii. Poptávka po elektřině v následujících letech však může být výrazně ovlivněna postupnou elektrifikací dopravy i jiných průmyslových sektorů, a nelze tak očekávat nikterak dramatický další pokles.

Graf 18 Hrubá roční konečná spotřeba elektřiny v EU v letech 2000-2019 [TWh]



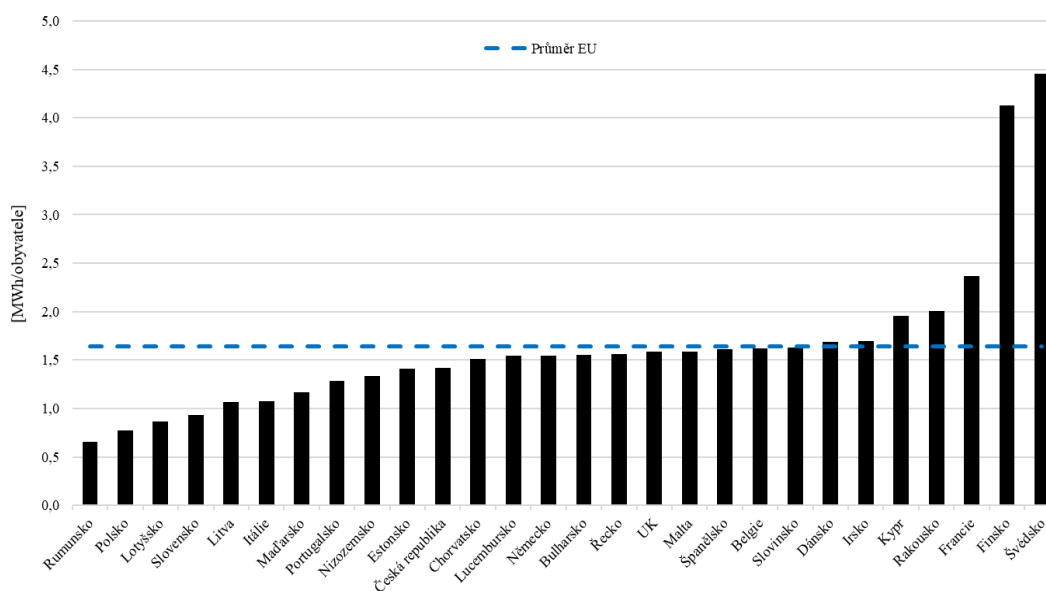
Zdroj: Vlastní zpracování dle [49]

4.2.2 Spotřeba elektrické energie na obyvatele

Energetická náročnost států se napříč Evropskou unií značně liší. Budeme-li uvažovat celkovou hrubou konečnou spotřebu elektřiny (viz kapitola 4.2.1) vztaženou na jednoho obyvatele, dosáhne pro rok 2018 střední hodnota EU 6,9 MWh/osobu a Česká republika by byla při aplikaci této metriky s hodnotou 7,0 MWh/osobu mírně nadprůměrná. Tento způsob výpočtu však ne zcela dobře reflektuje ekologické smýšlení jednotlivců reálnou spotřebu domácností, neboť velmi závisí na průmyslové orientaci členských států a množství velkooběratelů.

Vyjdeme-li proto spíše z celkové spotřeby elektřiny v domácnostech vztažené na jednoho obyvatele, bude k roku 2018 dosahovat průměr EU o poznání nižší hodnoty, a to 1,6 MWh/osobu. Postavení jednotlivých členských států napříč EU při aplikaci této metriky ilustruje graf 19 níže.

Graf 19 Spotřeba elektřiny v domácnostech v roce 2018 [MWh/os.]



Zdroj: Vlastní zpracování dle [50]

Nejvyšší spotřebu elektřiny na obyvatele je možné pozorovat ve vyspělých severovýchodních státech, konkrétně ve Švédsku a Finsku, kde v průměru každý člen domácnosti ročně spotřebuje více než 4,3 MWh. Mezi energeticky nejméně náročné ekonomiky se naopak řadí země střední a východní Evropy, jako například Rumunsko, Polsko či Slovensko, a některé pobaltské státy (Lotyšsko, Litva). V těch se spotřeba pohybuje okolo nebo i pod hranicí 1,1 MWh/rok. Česká republika v posledních letech čím dál více konverguje k průměru EU. V roce 2018 tuzemská spotřeba elektřiny v domácnostech činila 1,4 MWh/osobu, tedy 0,2 MWh/osobu pod střední hodnotou EU. Střední hodnotu, rozptyl pozorovaných hodnot, ale i některé další charakteristiky zemí EU pro rok 2018 je možno pozorovat v tabulce 16 uvedené níže.

Tabulka 16 Ukazatele spotřeby elektřiny v domácnostech v zemích EU [MWh/os.]

| Popisná charakteristika | Hodnota |
|-------------------------|---------|
| Počet prvků v souboru | 28 |
| Minimum | 0,654 |
| Maximum | 4,453 |
| Variační rozpětí | 3,799 |
| Střední hodnota | 1,643 |
| Chyba střední hodnoty | 0,158 |
| Medián | 1,552 |
| Směrodatná odchylka | 0,837 |
| Prostý rozptyl výběru | 0,701 |

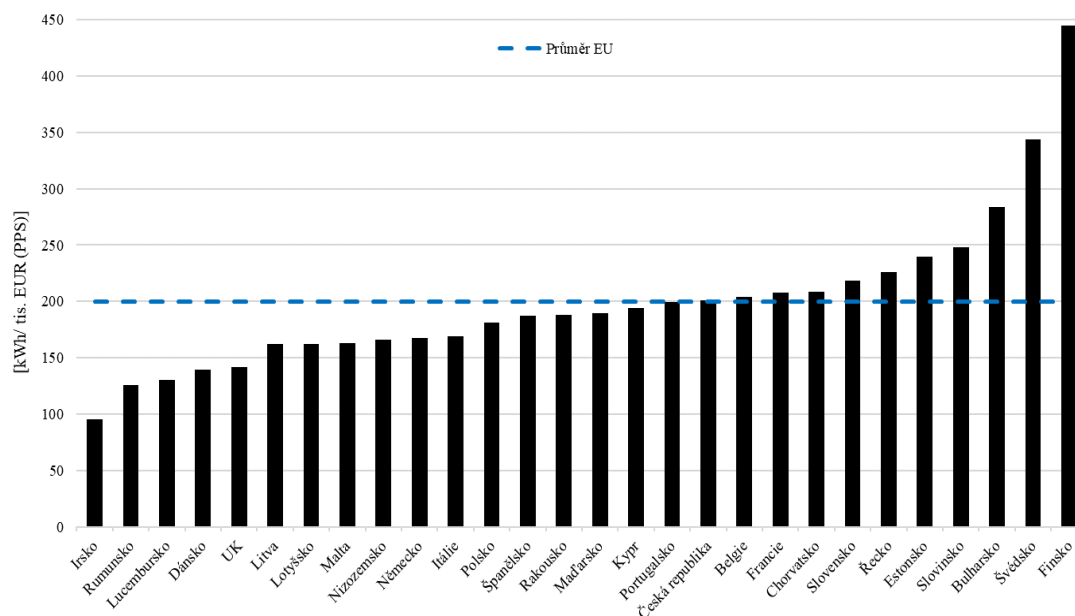
Zdroj: Vlastní zpracování dle [50]

4.2.3 Energetická náročnost ekonomiky

Energetickou náročnost ekonomiky státu je obecně možné definovat jako podíl konečné spotřeby elektřiny (případně energie obecně) a hrubého domácího produktu vyjádřeného ve stálých (základních) cenách určitého výchozího roku. Takového vyjádření bohužel nelze aplikovat pro mezinárodní porovnání, neboť nezohledňuje rozdílné cenové hladiny v porovnávaných zemích ani odlišné měnové jednotky a k nim příslušné směnné kurzy.

Ve snaze porovnávat porovnatelné je proto lepší vztáhnout konečnou spotřebu elektřiny spíše k paritě kupní síly národních měn, eventuálně dané vyjádřit ve standardu kupní síly (tzv. PPS – Purchasing Power Standard)¹⁷. Takto vyjádřenou míru energetické intenzity HDP, lze již považovat za vypovídající v případě porovnání elektroenergetické náročnosti tvorby přidané hodnoty a energetické účinnosti hospodaření sledovaných zemí. Pro státy EU je toto porovnání pro rok 2018 ilustrováno grafem 20 a vybranými popisnými charakteristikami uvedenými v tabulce 17.

Graf 20 Energetická náročnost ekonomik v EU [kWh/ tis. EUR (PPS)]



Zdroj: Vlastní zpracování dle [50]

¹⁷ Standard kupní síly je uměle vytvořená měnová jednotka využívána pro mezinárodní porovnání parity kupní síly obyvatel v odlišných národních měnách. Harmonizuje odlišné cenové hladiny a životní úroveň napříč státy, jelikož vyjadřuje univerzální neurčité množství peněžních prostředků, za které je spotřebitel v libovolném státu schopen si obstarat stejné množství zboží či služeb.

Tabulka 17 Ukazatele energetické náročnosti ekonomik v EU [kWh/ tis. EUR (PPS)]

| Popisná charakteristika | Hodnota |
|-------------------------|---------|
| Počet prvků v souboru | 28 |
| Minimum | 95,7 |
| Maximum | 444,9 |
| Variační rozpětí | 349,3 |
| Střední hodnota | 199,5 |
| Chyba střední hodnoty | 13,1 |
| Medián | 188,7 |
| Směrodatná odchylka | 188,7 |
| Prostý rozptyl výběru | 4 784,5 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [50]

Z prezentovaných dat je patrné, že energetická náročnost většiny ekonomik napříč EU je relativně vyrovnaná a pohybuje se v intervalu mezi 150 a 250 kWh/tis. PPS. Vysoké hodnoty lze pozorovat u Finska, kde je energetická náročnost tvorby HDP více než dvojnásobná oproti průměru EU. To lze přisuzovat především vysoké závislosti zdejší ekonomiky na průmyslovém sektoru, chladnějším klimatu, ale i vysokému životnímu standardu místního obyvatelstva. Obdobné platí i pro druhou energeticky nejnáročnější ekonomiku Švédska.

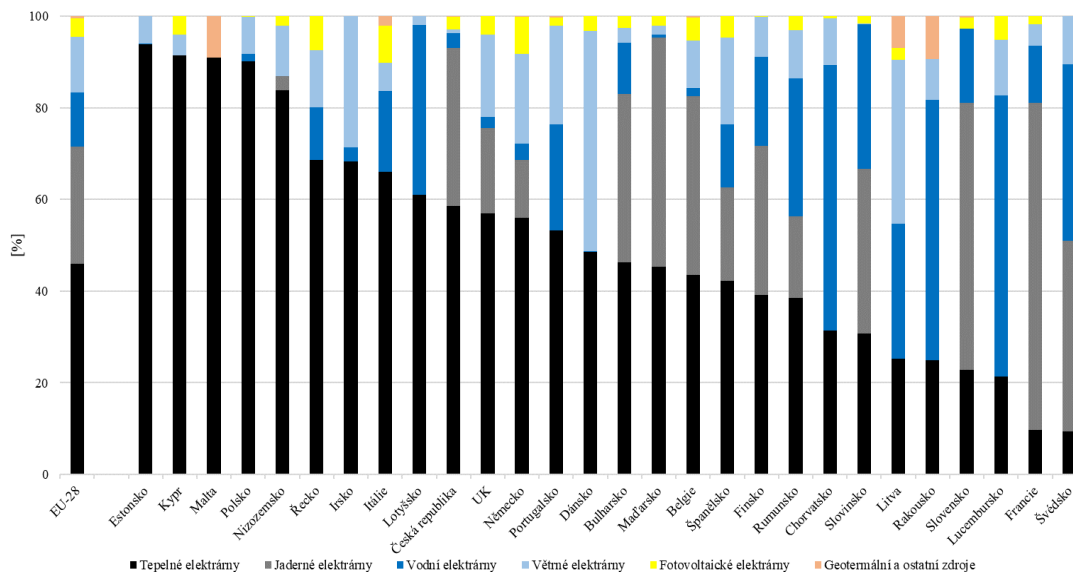
Obecně, vyjma Finska a Švédska, je pak patrné, že západní vyspělé země nakládají s energiemi v principu hospodárněji nežli země bývalého východního bloku. Tato skutečnost je často provázena výraznou průmyslovou orientací východních států a provozem zastaralých neefektivních energetických zdrojů. Energetická náročnost české ekonomiky v posledních letech pravidelně klesá a v roce 2018 odpovídala víceméně evropskému průměru. Důvodem tomu je obecný posun hospodářství spíše k oblasti služeb, mohutné modernizace některých uhelných zdrojů ale i integrace efektivnějších výrobních procesů například v automobilovém sektoru či postupná plošná obměnná ekologicky nešetrných spotřebičů v domácnostech.

4.2.4 Struktura výroby elektrické energie

Z pohledu zdrojového mixu doposud výrobě elektřiny v EU dominovaly klasické tepelné instalace a jaderné zdroje. Společně tyto elektrárny v roce 2018 představovaly více než 71 % podíl na celkové výrobě (tepelné zdroje 45,9 %, jaderné elektrárny 25,5 %). Zbývající necelou třetinu tvořily zdroje obnovitelné, především pak větrné (12,2 %), vodní (11,8 %)

a fotovoltaické elektrárny (4,0 %). Uvedenou skutečnost spolu se strukturou výroby elektřiny roce 2018 napříč jednotlivými státy EU ilustruje graf 21 níže.

Graf 21 Skladba energetického mixu v roce 2018 napříč státy EU [%]



Zdroj: Vlastní zpracování dle [50]

Dominantní zdroje elektrické energie jsou v každém státu determinovány mnoha faktory. Za stěžejní lze považovat dostupnost nerostných surovin, jako například fosilních paliv (černého, hnědého uhlí, ropy, zemního plynu atd.) či uranové rudy, zdejší energetickou politiku, ale i geografickou polohu příslušného státu, hydrometeorologické podmínky, nebo také nastavený režim podpory pro méně konkurenceschopné zdroje. Každý stát se přirozeně snaží dosáhnout co největší míry energetické soběstačnosti a využít tak přírodních zdrojů a prostředků, jež se mu bez většího ekonomického úsilí, naskytují.

Typickým příkladem takového přístupu jsou například Estonsko, Nizozemsko nebo Polsko, které své energetické výrobní mixy (z více než 80 %) zakládají na spalování fosilních paliv, jenž mají na svých územích dostatek. Zatímco v případě Polska se jedná především o mix černého a hnědého uhlí a u Nizozemska o zemní plyn, elektroenergetika nejsevernějšího pobaltského státu je závislá na těžbě a spalování živičné (ropné) břidlice v jejíž těžbě je světovým lídrem. Z prezentovaného grafu se na první pohled zdá, že nerostná dostatečnost fosilních paliv, a tedy i obdobná politika výroby elektřiny, je uplatňována i na území Kypru či Malty (okolo 90 %). Po bližším prozkoumání je však patrné, že tuzemská výroba zdejších tepelných elektráren je v absolutních hodnotách a v poměru k celkové spotřebě elektřiny

téměř zanedbatelná a většina elektřiny k pokrytí poptávky je tudíž importována z okolních států (v případě Kypru až 97 % spotřeby).

Analogicky je tomu i v případě energeticky importně závislého Lucemburska, kde v uvedené skladbě zdrojového mixu sice převažují vodní elektrárny (61 %), v realitě však většina spotřebované elektřiny pochází z dovážených fosilních paliv. Silné postavení na celkové výrobě má vodní energetika spíše v Rakousku (57 %), Chorvatsku (58 %) či Švédsku (39 %).

Z pohledu struktury výroby elektřiny jaderné energetice v EU jednoznačně dominuje Francie (přes 76 %). Převažujícím zdrojem se jádro stalo ale i na Slovensku (58 %), v Maďarsku (50 %) či na Slovinsku (36 %). S ohledem na aktuální odstavování jaderných bloků poklesla významnost jaderných elektráren zejména v Německu (z téměř 23 % v roce 2010 na 13 % k roku 2018), kde lze navíc v budoucnu očekávat její kompletní vyřazení.

Výroba ze solárních elektráren obecně není v rámci EU výrazná a vyjma Německa (8,1 %) je omezena spíše na jižní státy (i.e. Kypr, Řecko, Itálie, Španělsko). Poněkud atypické je Dánsko, v němž téměř polovina produkce (cca 48 %) v roce 2018 pocházela z větrné energie.

Česká republika je při výrobě elektřiny ovlivněna zejména dosud relativně dostatečnými zásoby hnědého uhlí, horšími klimatickými i hydrologickými podmínkami pro využívání OZE a oblibou jaderné energetiky. Blíže k českému energetickému mixu viz kapitola 4.5.

4.2.5 Cena elektrické energie

Cena elektrické energie v EU závisí na řadě různých faktorů podmiňujících nabídku a poptávku. Ty se navíc napříč státy mohou lišit. Jedná se obzvláště o:

- geopolitickou situaci v daném regionu,
- strukturu výroby (tj. národní energetický mix),
- diverzifikaci importů (není-li země energeticky soběstačná),
- náklady a přenos a distribuci elektřiny,
- stupeň ochrany životního prostředí a v neposlední řadě též
- uplatňovanou daňovou politiku.

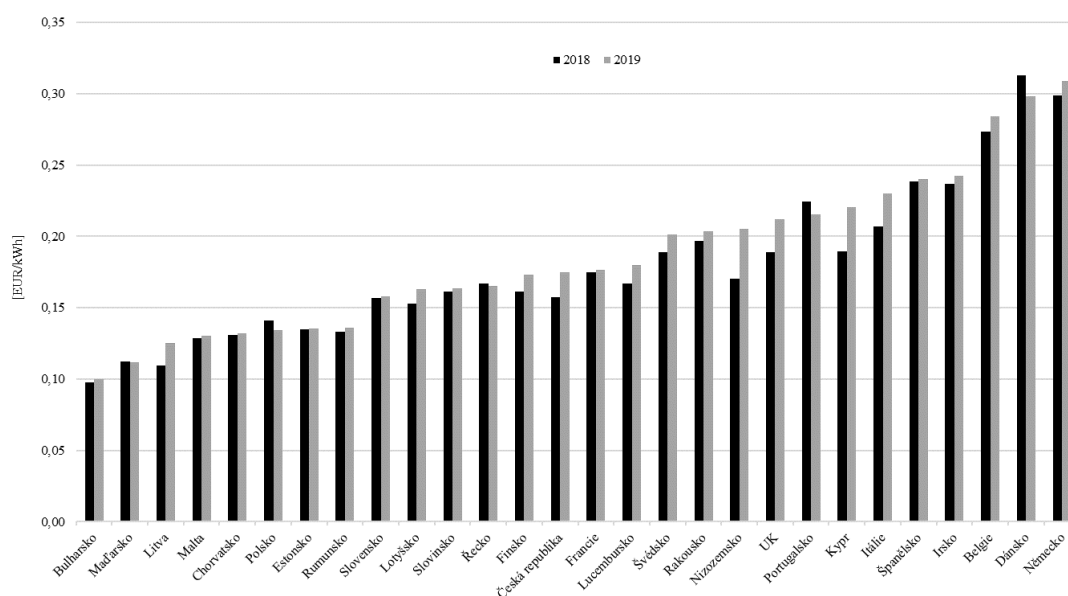
Výsledné ceny elektřiny, shromažďované Evropskou statistickou agenturou (Eurostatem) zahrnují daně, odvody a DPH pro spotřebitele v domácnostech, avšak nezahrnují vratné daně, odvody a DPH pro spotřebitele mimo domácnosti, tedy pro velkoodběratele. Pro odlišení domácností od velkoodběratelů využívá Eurostat míru průměrné roční spotřeby:

- odběratelé s roční spotřebou v rozmezí 2 500 kWh až 5 000 kWh jsou pro zjednodušení považovány za domácnosti
- velkoodběratelé s roční spotřebou mezi 500 MWh a 2 000 MWh jsou brány jako průmyslové podniky.

Přehled průměrných cen elektřiny pro domácnosti v eurech za kilowatthodinu za poslední dva roky (tedy roky 2018 a 2019) je uveden v grafu 22 níže. Podrobnější výčet některých vybraných popisných veličin zkoumaného souboru států EU-28 pro rok 2019 pak naznačují údaje uvedené v tabulce 18.

Při pouhém vizuálním i základním statistickém posouzení je důležité si uvědomit, že každá z pozorovaných zemí disponuje odlišnou ekonomickou silou a výkonností, a tedy i znatelně rozdílnou paritou kupní síly obyvatel. Ač se proto mohou zdát rozdíly v ceně energií napříč státy EU markantní, náklady za elektřinu ve výsledku mohou při porovnatelné úrovni spotřeby pro domácnosti představovat obdobné procento z celkových výdajů i při rozdílných jednotkových cenách za kWh.

Graf 22 Koncové ceny elektřiny pro domácnosti ve státech EU [EUR/kWh]



Zdroj: Vlastní zpracování dle [51]

Tabulka 18 Porovnání cen elektřiny pro domácnosti napříč EU [EUR/kWh]

| Popisná charakteristika | Hodnota |
|-------------------------------------|---------|
| Počet prvků v souboru | 28 |
| Minimum | 0,100 |
| Maximum | 0,309 |
| Variační rozpětí | 0,209 |
| Střední hodnota | 0,186 |
| Chyba střední hodnoty | 0,010 |
| Medián | 0,176 |
| Směrodatná odchylka | 0,055 |
| Prostý rozptyl výběru | 0,003 |
| Průměrný koeficient růstu 2018/2019 | 1,042 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [51]

Z prezentovaných dat je možno konstatovat, že cena elektřiny pro domácnosti v rámci EU meziročně vzrostla v průměru o 4,2 %. Nejvíce za elektřinu v roce 2019 již tradičně zaplatily německé domácnosti, kde průměr dosahoval 0,309 EUR/kWh, v těsném závěsu byly vysoké ceny pozorovány i v Dánsku (0,298 EUR/kWh), ve kterém byl však současně s Polskem sledován nejvyšší meziroční pokles o téměř 5 %.

Za elektřinu si oproti evropskému průměru (0,186 EUR/kWh) minulý rok připlatily i domácnosti z některých západní zemí a států jižní Evropy především z Belgie (0,284 EUR/kWh), Irska (0,242 EUR/kWh), Španělska (0,240 EUR/kWh), Kypru (0,220 EUR/kWh) či Portugalska (0,215 EUR/kWh). Nejnižších cen energií pro domácnosti již několikátým rokem dosahují země východní Evropy a pobaltské oblasti.

Mínima v roce 2019 dosáhla cena elektřiny v Bulharsku, kde při úrovni 0,099 EUR/kWh průměrná domácnost za každou spotřebovanou kWh uhradila o dvě třetiny, tedy o 0,209 EUR, méně nežli například spotřebitelé v nejdražším Německu. Dlouhodobě lze nízké ceny elektřiny také pozorovat v Maďarsku (0,112 EUR/kWh), Litvě (0,126 EUR/kWh), na Maltě (0,131 EUR/kWh) či v Chorvatsku (0,132 EUR/kWh) nebo Polsku, kde v posledních pěti letech cena nepokořila hranici 0,150 EUR za spotřebovanou kilowatthodinu. České domácnosti hradily ceny velmi blízké evropskému průměru (0,175 EUR/kWh).

Odlíšné byly ve zkoumaných letech i jednotlivé části plateb, především pak daně, síťové poplatky a příspěvky na podporu obnovitelných zdrojů. V průměru v Evropské unii tyto

složky tvořily v roce 2019 přes třetinu výsledné ceny elektřiny (konkrétně 37 %). Polovinu i více z koncové ceny pak tvořily tyto odvody v Portugalsku, Německu či Dánsku, kde dokonce daňové zatížení a podpora OZE představovala z každé spotřebované kWh téměř 64 %. Nejméně byly těmito platbami zatíženi odběratelé Malty a Bulharska, kteří za složky jiné, než samotnou silovou elektřinu, odváděli pouze necelých 6 % resp. 16 %.

V České republice se koncová cena elektřiny pro domácnosti skládá ze tří hlavních částí: regulované složky, daňových odvodů (které společně tvoří cca 18 % výsledné ceny) a z ceny silové elektřiny (zbývajících 82 %). Jejich detailnější dělení až na jednotlivé platby znázorňuje obrázek 6 uvedený níže.

Obrázek 6 Struktura celkové ceny za dodávku elektřiny v ČR

| | |
|------------------------------|--|
| Regulovaná složka | Cena za distribuci elektřiny |
| | Poplatek za systémové služby |
| | Poplatek za činnost zúčtování OTE, a.s. |
| | Příspěvek za podporu elektřiny z OZE, KVET a druhotných zdrojů |
| Daně | Dan z přidané hodnoty |
| | Daň z elektřiny |
| Cena silové elektřiny | Cena na spotřebované jednotky energie |
| | Stálý měsíční plat za odběrné místo (rezervovaná kapacita, jistič) |

Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ

Platba silové elektřiny tvoří v ČR největší podíl na celkové úhradě za elektřinu a obvykle zahrnuje cenu za spotřebovanou jednotku energie v Kč/kWh a stálý měsíční plat za odběrné místo. Z důvodu liberalizace trhu s elektřinou v rámci EU je cena silové elektřiny určována tržně – tj. není regulována energetickým regulačním úřadem, ale určují ji samotní výrobci a obchodníci na základě rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou. Cena je zpravidla dodavateli upravována jednou ročně, avšak může být fixována i na delší období, anebo se naopak může v průběhu roku měnit podle aktuálního vývoje cen elektřiny na energetických burzách.

Co se týče regulovaných složek, rozlišujeme cenu za distribuci elektřiny, poplatek za činnost operátora trhu, příspěvek na podporu elektřiny z OZE a poplatek za systémové služby. Cena za distribuci elektřiny se dále skládá z fixní ceny za rezervovaný příkon podle hodnoty

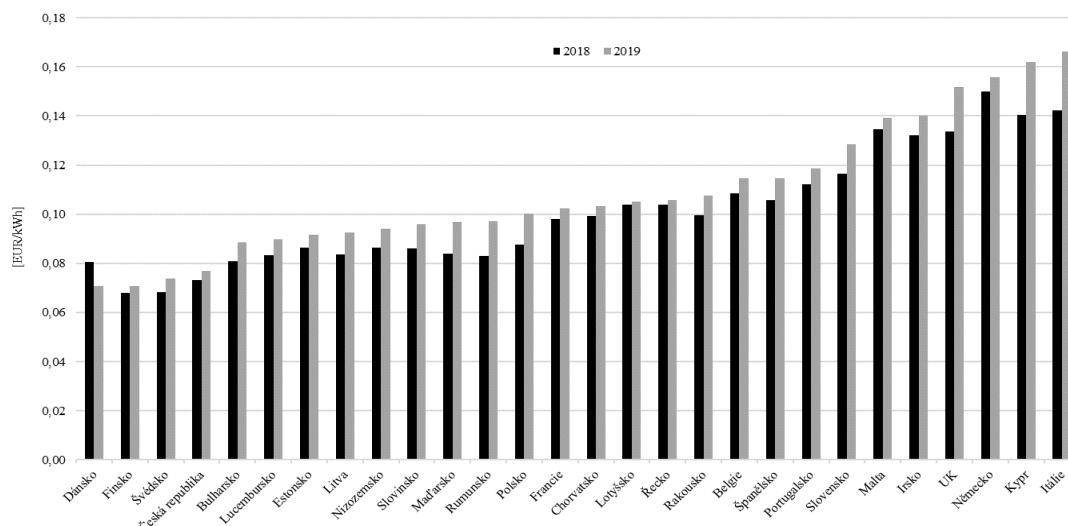
hlavního jističe (v Kč/MW/měsíc) a z variabilní ceny za použití sítí distribuční soustavy podle spotřebovaného množství elektřiny (v Kč/kWh), přičemž v závislosti na zvolené distribuční sazbě se tato variabilní část může dále dělit na cenu ve vysokém a nízkém tarifu. Toto rozlišení platí v případě dvou-tarifní distribuční sazby, kdy odběr elektřiny probíhá ve dvou různých cenových hladinách, jež jsou v průběhu dne střídány, a to způsobem určeným příslušnou distribuční sazbou. Naopak jedno-tarifní distribuční sazba znamená, že cena za elektřinu zůstává v průběhu dne stejná. Na základě cenového rozhodnutí ERÚ č. 8/2018, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice odběratelům ze sítí nízkého napětí, platí pro rok 2019 třináct distribučních sazeb pro podnikatele a 10 distribučních sazeb pro domácnosti.

Poplatek za činnost zúčtování OTE, a.s. slouží ke krytí uznatelných nákladů této společnosti a podobně poplatek za systémové služby kryje uznatelné náklady provozovatele přenosové soustavy (společnosti ČEPS, a.s.), přičemž tento poplatek je variabilní podle množství spotřebované elektřiny. Příspěvek na podporu elektřiny z OZE, kombinované výroby elektřiny a tepla a z druhotných zdrojů elektřiny je pak rovněž variabilní v závislosti na skutečné spotřebě elektřiny, avšak je zastropován a zbývající část podpory je hrazena státní dotací. Všechny regulované složky jsou každoročně přehodnocovány a nastavovány cenovým rozhodnutím ERÚ s platností na celý následující kalendářní rok, a to jednotlivě pro dané distribuční společnosti.

Poslední složkou platby za elektřinu jsou daně, konkrétně daň z elektřiny, jejíž sazba daně činí podle zákona č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů, 28,30 Kč/MWh a daň z přidané hodnoty ve výši 21 %.

Přehled průměrných cen elektřiny pro velkoodběratele (potažmo průmyslové podniky) v EUR/kWh za poslední dva roky (tedy roky 2018 a 2019) je uveden v grafu 23 níže. Podrobnější výčet některých vybraných charakteristik zkoumaného souboru států EU pro rok 2019 pak opět naznačují údaje uvedené v tabulce 19.

Graf 23 Koncové ceny elektřiny pro průmyslové podniky ve státech EU [EUR/kWh]



Zdroj: Vlastní zpracování dle [51]

Tabulka 19 Porovnání cen elektřiny pro průmyslové podniky v EU [EUR/kWh]

| Popisná charakteristika | Hodnota |
|-------------------------------------|---------|
| Počet prvků v souboru | 28 |
| Minimum | 0,071 |
| Maximum | 0,166 |
| Variační rozpětí | 0,095 |
| Střední hodnota | 0,109 |
| Chyba střední hodnoty | 0,005 |
| Medián | 0,103 |
| Směrodatná odchylka | 0,027 |
| Prostý rozptyl výběru | 0,001 |
| Průměrný koeficient růstu 2018/2019 | 1,075 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle [51]

Ceny elektřiny pro průmyslové podniky ve většině zemí, obdobně jako tomu bylo v případě domácností, meziročně vzrostly (v průměru o 7,5 %), avšak vykazují na rozdíl od domácností menší variační rozpětí. O nízké variabilitě svědčí i nepatrný rozdíl střední hodnoty od mediánu (0,006 EUR/kWh).

Rozdíl mezi extrémami, tedy nejlevnějším Dánskem (0,071 EUR/kWh) a nejdražší Itálií (0,166 EUR/kWh) činí pouhých 0,095 EUR/kWh. V Dánsku jsou nízké ceny pro velkoodběratele docela překvapující vzhledem k vysokým hodnotám pozorovaným

u domácností. To lze přisoudit vysokému podílu daňových plateb a odvodů na OZE, od kterých jsou z důvodu ochrany konkurenceschopnosti průmyslové podniky oproštěni.

Kolem průměrné hodnoty 0,109 EUR/kWh se pohybovali Řecko, Rakousko či Belgie. V České republice velkooběratelé v roce 2019 zaplatili v průměru 0,077 EUR za každou spotřebovanou kWh, tedy o 0,089 EUR/kWh méně než průmyslové podniky v Itálii a o 0,006 EUR/kWh více nežli velkooběratelé v Dánsku. K nejvýraznějšímu meziročnímu nárůstu došlo v Itálii a v Rumunsku, kde cenová hladina meziročně stoupla o 17 %. Jediným státem, kde naopak došlo k meziročnímu poklesu cen bylo Dánsko (snížení o 12 %).

4.3 Vývoj spotřeby elektřiny v ČR a její prognóza

Na rozdíl od vývoje na úrovni EU, kde odbyt elektřiny postupem času spíše klesá (viz kapitola 4.2.1 graf 18), hrubá konečná spotřeba elektřiny v ČR v posledních pěti letech setrvale rostla. Od roku 2014, ve kterém byl zaznamenán výraznější útlum od poslední ekonomické recese, se spotřeba zvyšovala meziročně v průměru o 863 GWh, přičemž v roce 2018 dosáhla svého vůbec historického maxima na úrovni 73,941 TWh. V roce 2019 pak přetrvávala na hranici mírně pod 74 TWh. Tento tuzemský přetrvávající růst lze přisuzovat ekonomické konjunktúře a přívětivému hospodářskému vývoji především v sektorech průmyslu, obchodu a služeb.

Největší meziroční propad byl od počátku statistického sledování zaznamenán v roce 2009, kdy v důsledku celosvětové hospodářské krize došlo k útlumu průmyslové výroby a spotřeba průmyslových podniků dramaticky klesla z roku na rok o téměř 4 TWh.

Z pohledu národního hospodářství se právě průmysl již několik let podílí na konečné spotřebě více než třetinou (31 % v roce 2019), následují domácnosti s 25 %, obchod, služby, školství a zdravotnictví s více než 21 % a sektor energetiky (12 %). Nejméně elektřiny bylo v roce 2019 spotřebováno ve stavebnictví a v dopravě (1 %).

Rozdíly panují i napříč kraji. Nejvyšší spotřeba byla loni zaznamenána v kraji Středočeském, následovaném Moravskoslezským a Ústeckým. Naopak nejméně elektřiny bylo poptáváno na Karlovarsku a v Pardubickém kraji. Při pohledu na úroveň poptávky v průběhu kalendářního roku je nejvyšších hodnot obvykle dosahováno v zimních měsících (únor-březen) a to vzhledem k chladnějšímu počasí a čím dál častější elektrifikaci vytápění.

Úroveň spotřeby v letních měsících, také meziročně mírně roste vlivem stále častěji zaznamenávaných teplotních extrémů a větší vybavenosti domácností klimatickými jednotkami.

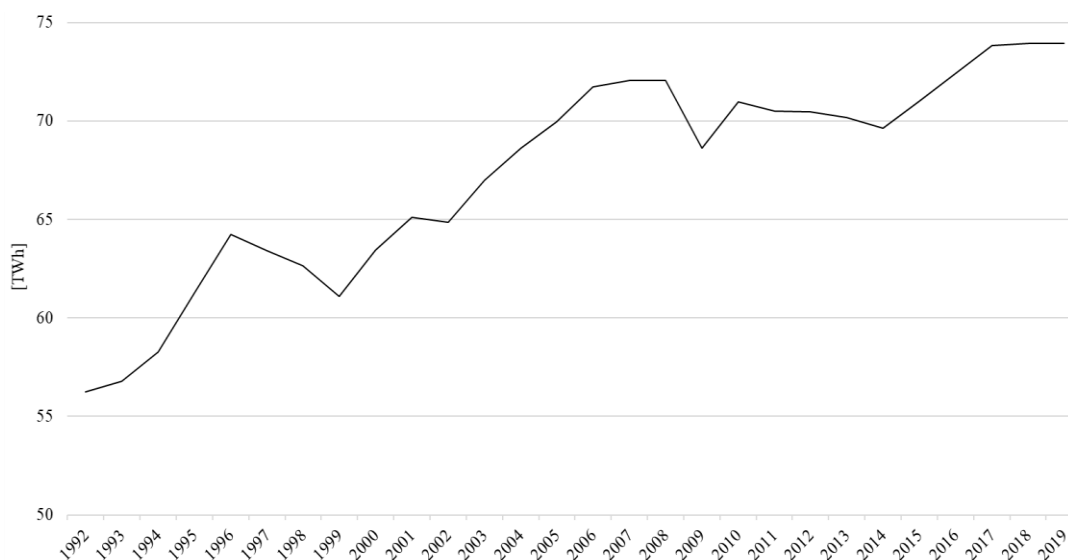
Podle současného znění Státní energetické koncepce i odhadů Evropské komise by se měla spotřeba elektřiny v ČR zvyšovat i nadále, a to až k hranici 85 TWh do roku 2040. Na to, zdali je možné tento odhadovaný růst prokázat i statistickou predikcí podloženou analýzou historického vývoje, se zaměří právě následující odstavce, ve kterých bude za využití analýzy časových řad modelován průběh spotřeby pro roky 2020 a 2021.

Takto krátkodobý horizont byl pro predikci zvolen úmyslně s ohledem na výraznou míru nejistoty doprovázející budoucí úroveň poptávky, spotřební chování odběratelů, závislost spotřeby elektřiny na její cenové úrovni a jelikož v dlouhodobém horizontu lze spíše očekávat vlivy plynoucí z klimaticko-energetické politiky EU, z implementace opatření energetické účinnosti i pobídky ke snižování energetické náročnosti sektorů národního hospodářství.

Ve střednědobém horizontu naopak do spotřeby elektřiny může vstupovat postupný rozvoj elektromobility, trend digitalizace a automatizace průmyslových výroby i nárůst počtu tzv. chytrých domácností, nebo naopak každoročně se snižující technologická vlastní spotřeba na výrobu elektřiny v důsledku modernizace stávajících tepelných zdrojů, jež pomalu začínají dosahovat hranic svých životností.

Pro získání orientačního přehledu o charakteru dosavadního vývoje hrubé konečné spotřeby elektrické energie v České republice bude nejprve přistoupeno k vizuálnímu posouzení historických hodnot. Graf 24 proto ilustruje vývoj spotřeby elektřiny v letech 1992 až 2019. Data v něm obsažená vychází z každoročně publikovaných zpráv o provozu elektrizační soustavy zpracovávaných Energetickým regulačním úřadem.

Graf 24 Hrubá konečná spotřeba elektřiny v ČR v letech 1992-2019 [TWh]



Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ [52]

Pouhým rozborem prezentovaného grafického záznamu je sice evidentní dlouhodobá růstová tendence spotřeby, avšak zdá se, že by v průběhu několika budoucích let mohla spíše konvergovat někam k hranici okolo 75 TWh, nežli dramaticky stoupat k hodnotám nad 80 TWh. Vizualním posouzením se dále jeví pravděpodobné, že by dosavadní historický vývoj mohl být vystižen lineární, případně parabolickou trendovou funkcí. Bližší závěry o vhodnosti uvažovaných trendů však nelze bez detailnějšího prozkoumání vynesných hodnot vyvozovat, neboť grafická analýza je vysoce subjektivní a může být i velmi nepřesná při nevhodně zvoleném měřítku a rozsahu zobrazované oblasti. Je proto vhodné doplnit ji poněkud exaktnějšími a empiričtějšími prostředky, jako například absolutními diferencemi různého řádu či tempem růstu.

V případě lineárního trendu by, nehledě na náhodné kolísání, byly první diference, tedy absolutní přírůstky spotřeby oproti bezprostředně předchozím obdobím, víceméně konstantní a druhé diference rovny nule. Charakteristickou vlastností parabolického trendu by bylo obdobné pro diference druhého, potažmo třetího řádu. Exponenciální průběh sledované veličiny by naopak vykazoval konstantní relativní přírůstky, a zatímco u logaritmického trendu by relativním přírůstkům času byly přímo úměrné absolutní diference sledované proměnné, u mocninné funkce by těmito byly přímo úměrné diference relativní. Mocninná trendová funkce by vykazovala přímou úměru relativních přírůstků vysvětlované i vysvětlující proměnné.

Zvažované elementární růstové charakteristiky pro analyzovaný datový soubor uvádí tabulka 20 níže.

Tabulka 20 Ukazatele vývoje spotřeby elektřiny v ČR v letech 1992-2019

| Pořadí | Období | Hrubá spotřeba [TWh] | Bazický index [1992=100] | 1. diference [TWh] | 2. diference [TWh] | Tempo růstu [-] |
|----------------------|--------|----------------------|--------------------------|--------------------|--------------------|-----------------|
| 1 | 1992 | 56,260 | - | - | - | - |
| 2 | 1993 | 56,778 | 1,009 | 0,518 | - | 1,009 |
| 3 | 1994 | 58,260 | 1,036 | 1,482 | 0,964 | 1,026 |
| 4 | 1995 | 61,265 | 1,089 | 3,005 | 1,523 | 1,052 |
| 5 | 1996 | 64,254 | 1,142 | 2,989 | -0,016 | 1,049 |
| 6 | 1997 | 63,410 | 1,127 | -0,844 | -3,833 | 0,987 |
| 7 | 1998 | 62,651 | 1,114 | -0,759 | 0,085 | 0,988 |
| 8 | 1999 | 61,092 | 1,086 | -1,559 | -0,800 | 0,975 |
| 9 | 2000 | 63,450 | 1,128 | 2,358 | 3,917 | 1,039 |
| 10 | 2001 | 65,108 | 1,157 | 1,658 | -0,700 | 1,026 |
| 11 | 2002 | 64,872 | 1,153 | -0,236 | -1,894 | 0,996 |
| 12 | 2003 | 66,992 | 1,191 | 2,120 | 2,356 | 1,033 |
| 13 | 2004 | 68,616 | 1,220 | 1,624 | -0,496 | 1,024 |
| 14 | 2005 | 69,945 | 1,243 | 1,329 | -0,295 | 1,019 |
| 15 | 2006 | 71,730 | 1,275 | 1,785 | 0,456 | 1,026 |
| 16 | 2007 | 72,045 | 1,281 | 0,315 | -1,470 | 1,004 |
| 17 | 2008 | 72,049 | 1,281 | 0,004 | -0,311 | 1,000 |
| 18 | 2009 | 68,606 | 1,219 | -3,443 | -3,447 | 0,952 |
| 19 | 2010 | 70,962 | 1,261 | 2,356 | 5,799 | 1,034 |
| 20 | 2011 | 70,517 | 1,253 | -0,445 | -2,801 | 0,994 |
| 21 | 2012 | 70,453 | 1,252 | -0,064 | 0,381 | 0,999 |
| 22 | 2013 | 70,177 | 1,247 | -0,276 | -0,212 | 0,996 |
| 23 | 2014 | 69,622 | 1,238 | -0,555 | -0,279 | 0,992 |
| 24 | 2015 | 71,014 | 1,262 | 1,392 | 1,947 | 1,020 |
| 25 | 2016 | 72,418 | 1,287 | 1,404 | 0,012 | 1,020 |
| 26 | 2017 | 73,818 | 1,312 | 1,400 | -0,004 | 1,019 |
| 27 | 2018 | 73,941 | 1,314 | 0,123 | -1,277 | 1,002 |
| 28 | 2019 | 73,935 | 1,314 | -0,006 | -0,129 | 1,000 |
| Průměrné tempo růstu | | | | | | 1,010 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ [52]

Z prezentovaných hodnot se jeví evidentní, že první diference nejsou zdaleka konstantní a druhé nekolísají kolem nuly. Aplikovat proto zjednodušeně pro vysvětlení souvislostí ve sledovaném souboru dat model založen na lineárním trendu se jeví jako ne zcela správné. Po bližším prozkoumání je ale jasné, že ani druhé diference nejsou úplně konstantní, avšak

vykazují mnohem menší rozptyl hodnot nežli diference prvního řádu. Volba parabolické funkce by proto pro vystižení trendu mohla být vhodnější, i tak ale nejspíš nebude zcela optimální.

Zde je na místě si uvědomit, že naznačená pravidla pro výběr vyrovnávací funkce pomocí dynamických růstových charakteristik předpokládají ideální chování pozorované proměnné bez existence náhodného složky, což lze v případě tak komplexní veličiny, jako je spotřeba elektrické energie, očekávat jen stěží. Přistoupíme proto, i na základě výsledků z grafického posouzení, k aproximaci očekávaného vývoje spotřeby parabolickou funkcí (4.15) a její strukturální parametry, pro svou vzájemnou linearitu, odhadneme metodou nejmenších čtverců, viz (4.19), respektive po konkretizaci pro parabolický trend soustavou rovnic (4.26).

$$\begin{aligned} \sum y_t &= n \cdot a + b \sum x_t + c \sum x_t^2 \\ \sum y_t \cdot x_t &= a \sum x_t + b \sum x_t^2 + c \sum x_t^3 \\ \sum y_t \cdot x_t^2 &= a \sum x_t^2 + b \sum x_t^3 + c \sum x_t^4 \end{aligned} \quad (4.26)$$

Dosažením vypočtených koeficientů ze součtového řádku tabulky 21 do (4.26) obdržíme soustavu rovnic (4.27), potažmo po jejím řešení Gaussovou eliminační metodou (či v tomto případě využitím výpočetního softwaru WolframAlpha) již konkrétní parametry trendové paraboly (4.28).

Tabulka 21 Vstupní data pro výpočet strukturálních parametrů trendové paraboly

| Období | x_t | y_t | x_t^2 | x_t^3 | x_t^4 | $x_t y_t$ | $x_t^2 y_t$ |
|--------|-------|-------|---------|---------|---------|-----------|-------------|
| 1992 | 1 | 56,26 | 1 | 1 | 1 | 56,26 | 56,26 |
| 1993 | 2 | 56,78 | 4 | 8 | 16 | 113,56 | 227,11 |
| 1994 | 3 | 58,26 | 9 | 27 | 81 | 174,78 | 524,34 |
| 1995 | 4 | 61,27 | 16 | 64 | 256 | 245,06 | 980,24 |
| 1996 | 5 | 64,25 | 25 | 125 | 625 | 321,27 | 1 606,35 |
| 1997 | 6 | 63,41 | 36 | 216 | 1 296 | 380,46 | 2 282,76 |
| 1998 | 7 | 62,65 | 49 | 343 | 2 401 | 438,56 | 3 069,90 |
| 1999 | 8 | 61,09 | 64 | 512 | 4 096 | 488,74 | 3 909,89 |
| 2000 | 9 | 63,45 | 81 | 729 | 6 561 | 571,05 | 5 139,45 |
| 2001 | 10 | 65,11 | 100 | 1 000 | 10 000 | 651,08 | 6 510,80 |
| 2002 | 11 | 64,87 | 121 | 1 331 | 14 641 | 713,59 | 7 849,51 |
| 2003 | 12 | 66,99 | 144 | 1 728 | 20 736 | 803,90 | 9 646,85 |
| 2004 | 13 | 68,62 | 169 | 2 197 | 28 561 | 892,01 | 11 596,10 |
| 2005 | 14 | 69,95 | 196 | 2 744 | 38 416 | 979,23 | 13 709,22 |

| Období | x_t | y_t | x_t^2 | x_t^3 | x_t^4 | $x_t y_t$ | $x_t^2 y_t$ |
|----------|-------|----------|---------|---------|-----------|-----------|-------------|
| 2006 | 15 | 71,73 | 225 | 3 375 | 50 625 | 1 075,95 | 16 139,25 |
| 2007 | 16 | 72,05 | 256 | 4 096 | 65 536 | 1 152,72 | 18 443,52 |
| 2008 | 17 | 72,05 | 289 | 4 913 | 83 521 | 1 224,83 | 20 822,16 |
| 2009 | 18 | 68,61 | 324 | 5 832 | 104 976 | 1 234,91 | 22 228,34 |
| 2010 | 19 | 70,96 | 361 | 6 859 | 130 321 | 1 348,28 | 25 617,28 |
| 2011 | 20 | 70,52 | 400 | 8 000 | 160 000 | 1 410,34 | 28 206,80 |
| 2012 | 21 | 70,45 | 441 | 9 261 | 194 481 | 1 479,51 | 31 069,77 |
| 2013 | 22 | 70,18 | 484 | 10 648 | 234 256 | 1 543,89 | 33 965,67 |
| 2014 | 23 | 69,62 | 529 | 12 167 | 279 841 | 1 601,31 | 36 830,04 |
| 2015 | 24 | 71,01 | 576 | 13 824 | 331 776 | 1 704,34 | 40 904,06 |
| 2016 | 25 | 72,42 | 625 | 15 625 | 390 625 | 1 810,45 | 45 261,25 |
| 2017 | 26 | 73,82 | 676 | 17 576 | 456 976 | 1 919,27 | 49 900,97 |
| 2018 | 27 | 73,94 | 729 | 19 683 | 531 441 | 1 996,41 | 53 902,99 |
| 2019 | 28 | 73,94 | 784 | 21 952 | 614 656 | 2 070,18 | 57 965,04 |
| Σ | 406 | 1 884,24 | 7 714 | 164 836 | 3 756 718 | 28 401,93 | 548 365,93 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ [52]

$$\begin{aligned}
 1\,884,24 &= 28 \cdot a + 406 \cdot b + 7\,714 \cdot c \\
 28\,401,93 &= 406 \cdot a + 7\,714 \cdot b + 164\,836 \cdot c \\
 548\,365,93 &= 7\,714 \cdot a + 164\,836 \cdot b + 3\,756\,718 \cdot c
 \end{aligned}
 \tag{4.27}$$

$$a = 55,552 \quad b = 1,225 \quad c = -0,022 \tag{4.28}$$

Po dosazení parametrů (4.28) do předpisu (4.15) tak model parabolického trendu, popisující vývoj hrubé konečné spotřeby v ČR, odhadneme funkcí (4.29).

$$y = -0,022 \cdot x^2 + 1,225 \cdot x + 55,552 \tag{4.29}$$

Predikci vývoje hrubé konečné spotřeby pro roky 2020 a 2021, tedy pro v pořadí 29. a 30. časový úsek, získáme dosazením těchto hodnot do odhadnuté parabolické funkce viz rovnice (4.30) a (4.31).

$$Y_{2020} = -0,022 \cdot 29^2 + 1,225 \cdot 29 + 55,552 = 72,737 \text{ TWh} \tag{4.30}$$

$$Y_{2021} = -0,022 \cdot 30^2 + 1,225 \cdot 30 + 55,552 = 72,676 \text{ TWh} \tag{4.31}$$

Provedená predikce pro nadcházející dva roky značí mírný meziroční pokles ve spotřebě, a to o 0,018 TWh v prvním období, respektive o 0,061 TWh v období druhém. To je sice v rozporu s dlouhodobou rostoucí tendencí, nýbrž matematicky odpovídá zápornému koeficientu kvadratického členu "c" aplikované parabolické funkce.

Míru shody modelu a vhodnost zvolené trendové funkce, případně její svrchovanost nad ostatními alternativy, následně jednoduše ověříme na využití kritérií (4.20) až (4.25). Výsledky tohoto porovnání jsou uvedeny v tabulce 22 níže.

Tabulka 22 Porovnání vhodnosti alternativních modelů trendových funkcí

| Trend | Předpis | I | I ² | MAE | MSE | RMSE | MAPE |
|---------------|-----------------------------------|-------|----------------|------|------|------|------|
| Lineární | $y = 0,591x + 58,719$ | 0,921 | 0,847 | 1,64 | 4,11 | 2,03 | 2,47 |
| Kvadratický | $y = -0,022x^2 + 1,225x + 55,552$ | 0,953 | 0,908 | 1,34 | 2,49 | 1,58 | 2,00 |
| Mocninný | $y = 53,845x^{0,0907}$ | 0,947 | 0,897 | 1,39 | 2,82 | 1,68 | 2,09 |
| Logaritmický | $y = 5,885 \ln(x) + 53,025$ | 0,940 | 0,885 | 1,45 | 3,11 | 1,76 | 2,18 |
| Exponenciální | $y = 58,889e^{0,009x}$ | 0,914 | 0,836 | 1,74 | 4,55 | 2,13 | 2,61 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ [52]

Z tabulky je patrné, že kvadratická funkce byla opravdu k vystižení tendence dlouhodobého vývoje spotřeby v čase z daných alternativ neoptimálnější, neboť na základě prezentovaných chyb i kritérií kvality vedla k nejlepším výsledkům vyrovnání dat. Vysoký index determinace $I^2=0,908$ značí, že se (v průměru o 3,3 %) podařilo parabolickým trendem lépe vystihnout variabilitu spotřeby v čase. O podobném svědčí i nejnižší hodnoty střední absolutní procentuální chyby – MAPE (2,00 %), střední absolutní chyby – MAE (1,34), střední čtvercové chyby – MSE (2,49) i její odmocniny – RMSE (1,58) napříč alternativními modely trendových funkcí.

Výše uvedený odhad, přesnost získaných výsledků i skutečnosti týkající se posouzení vhodnosti modelu předjímají podstatné zjednodušení věcně ekonomického kritéria. Při modelování časových řad se obecně prosazuje snaha přeměnit komplexní souvislosti v odlišných oborových disciplínách na relativně jednoduché matematické relace a může tak snadno docházet ke zkreslení reálné skutečnosti. Podstata tvorby prognóz extrapolací trendů navíc spočívá v principu „ceteris paribus“, neboli též „za jinak stejných podmínek“, který předpokládá, že zákonitosti platné v historicky sledovaném vývoji budou ve stejné intenzitě deterministicky přeneseny i do budoucnosti. Jinými slovy existující tendence ovlivňující tvorbu hodnot prognózované veličiny zůstanou v čase neměnné, nebo alespoň do jisté míry stabilní.

Obzvláště pak při modelování spotřeby elektřiny v čase, je zachování tohoto předpokladu při nejmenším problematické, neboť jak již bylo naznačeno v kapitolách teoretických východisek, na úroveň spotřeby budou v budoucnu stále větší mírou dopadat zaváděná

opatření klimaticko-energetické politiky EU, rozvoj elektromobility, trend digitalizace, ale i jiné socioekonomické vlivy. Úroveň spotřeby v minulosti navíc byla často spojována i s ekonomickým růstem, který je charakteristický střídáním hospodářského cyklu (tedy přesuny mezi konjunkturou a recesí). Je proto nutné, i přes jistou statistickou pravděpodobnost, brát uvedené prognózy s rezervou. Pokud bude v následujících letech ekonomika prosperovat, průmysl se nebude vypořádávat z výraznými obtíži, nezmění se moc stávající spotřební chování odběratelů ani nikterak dramaticky nestoupne cena elektřiny lze spíše očekávat mírný nárůst spotřeby nežli její pokles.

4.4 Vývoj výroby elektřiny v ČR a její prognóza

Výroba elektrické energie na území České republiky z hlediska dlouhodobého vývoje měla rostoucí tendenci. Poslední desetiletí však kolísala v pásmu mezi 83 a 88 TWh a meziročně se mírně měnila v závislosti na plánovaných i neočekávaných odstávkách zdrojů základního zatížení. Tempo růstu, resp. poklesu v tomto období však nikdy nepřesáhlo více než 4,5 %. Nejvíce elektřiny je aktuálně vyráběno v klasických tepelných a jaderných elektrárnách, ostatní zdroje jsou z hlediska objemů výroby spíše doplňkové (blíže k energetickému mixu kapitola 4.5).

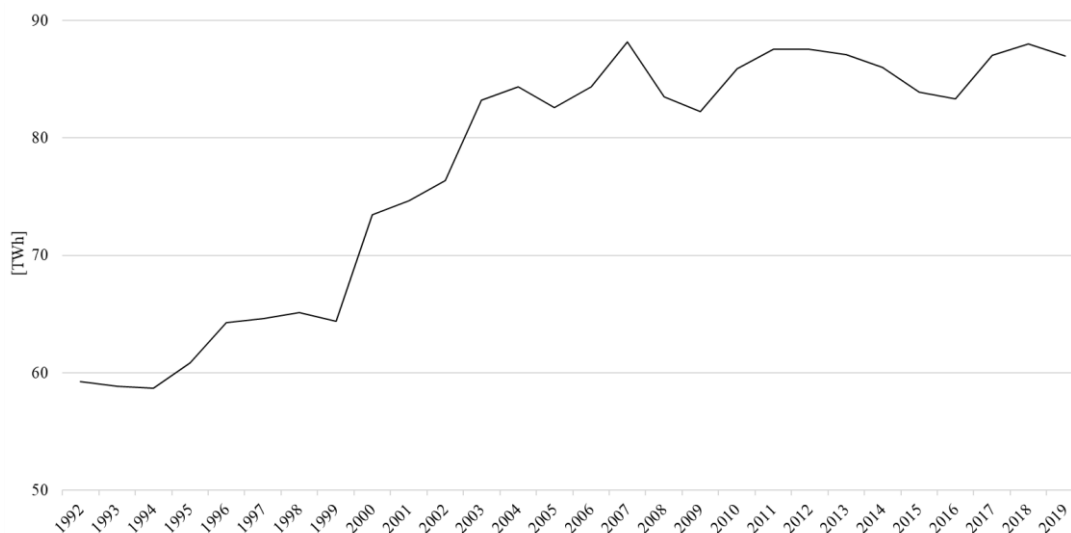
Historického maxima dosáhla výroba v roce 2007 a to hladiny 88,190 TWh. Nejnižší byla naopak za polední dekádu zaznamenána v roce 2009, a následně v letech 2015 a 2016. Zatímco v roce 2009 byl pokles výroby podmíněn nedostatečnou poptávkou v důsledku hospodářské recese, v roce 2016 souvisel s neplánovanou odstávkou JE Dukovany a generální údržbou ložisek turbín v JE Temelín. Obě tyto odstávky tak společně vedly k neočekávaném výpadu dodávky o velikosti 2,7 TWh. Pokles výroby z jaderných zdrojů byl sice v témže roce kompenzován znatelným nárůstem výroby z paroplynových a plynových instalací (o 47 %, tedy cca o 1,3 TWh), avšak ani ten nedostačoval k pokrytí plánované úrovně výroby a v ČR tak byl toho roku zaznamenán historicky nejnižší export 11 TWh.

Dlouhodobě je Česká republika oproti některým evropským zemím energeticky soběstačná a vykazuje každoročně záporná salda přeshraničních toků. Vývoz tvořil v roce 2019 cca 23 % celkové produkce. Lépe na tom z vyspělých zemí byly pouze Francie, Dánsko a Velká Británie, jejichž export přesahoval třetinu vyrobené elektrické energie.

Podle nejbližších výhledů Státní energetické koncepce by obdobně jako spotřeba měla i celková výroba elektřiny stoupat a v roce 2040 dosahovat hranice 90 TWh. Od roku 2025 je ale počítáno s postupným útlumem výroby z uhelných elektráren a s jejich plošným odstavováním. Současně je ale uvažována jejich náhrada novými jadernými bloky, jejichž výstavba by mohla započít v blízké budoucnosti. Předpokládá se jejich zapojení do výrobního mixu v letech 2033 až 2037.

Pro horizont následujících dvou let (2020 a 2021) se o predikci výroby pokusí následující odstavce. Popsaný dosavadní vývoj a tím i výchozí hodnoty pro tvorbu predikčního modelu jsou naznačeny v grafu 25 níže.

Graf 25 Hrubá výroba elektřiny v ČR v letech 1992-2019 [TWh]



Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ [52]

Z grafu je patrné, že výroba elektrické energie byla mezi roky 1993-2004 charakterizována vysokým tempem růstu, které se po roce 2004 znatelně zpomalilo a v některých letech dokonce dosahovalo záporných hodnot. Jak již bylo zmíněno výše, i přes meziroční fluktuace, od té doby výroba elektřiny balancuje v intervalu od 83 do 88 TWh. Naznačený historický vývoj by po vizuálním posouzení mohl být vystižen parabolickým trendem. Pro ověření platnosti této hypotézy postoupíme opět k indexní analýze a k posouzení elementárních charakteristik absolutních a relativních přírůstků historických hodnot. Obdobně jako v kapitole k vývoji spotřeby i zde budou výstupy z indexní analýzy předloženy formou souhrnné tabulky (viz tabulka 23).

Tabulka 23 Ukazatele vývoje výroby elektřiny v ČR v letech 1992-2019

| Pořadí | Období | Hrubá výroba [TWh] | Bazický index [1992=100] | 1. diference [TWh] | 2. diference [TWh] | Tempo růstu [-] |
|----------------------|--------|-----------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|
| 1 | 1992 | 59,290 | - | - | - | - |
| 2 | 1993 | 58,882 | 0,993 | -0,408 | - | 0,993 |
| 3 | 1994 | 58,705 | 0,990 | -0,177 | 0,231 | 0,997 |
| 4 | 1995 | 60,847 | 1,026 | 2,142 | 2,319 | 1,036 |
| 5 | 1996 | 64,257 | 1,084 | 3,41 | 1,268 | 1,056 |
| 6 | 1997 | 64,598 | 1,090 | 0,341 | -3,069 | 1,005 |
| 7 | 1998 | 65,112 | 1,098 | 0,514 | 0,173 | 1,008 |
| 8 | 1999 | 64,368 | 1,086 | -0,744 | -1,258 | 0,989 |
| 9 | 2000 | 73,466 | 1,239 | 9,098 | 9,842 | 1,141 |
| 10 | 2001 | 74,647 | 1,259 | 1,181 | -7,917 | 1,016 |
| 11 | 2002 | 76,348 | 1,288 | 1,701 | 0,52 | 1,023 |
| 12 | 2003 | 83,227 | 1,404 | 6,879 | 5,178 | 1,090 |
| 13 | 2004 | 84,333 | 1,422 | 1,106 | -5,773 | 1,013 |
| 14 | 2005 | 82,578 | 1,393 | -1,755 | -2,861 | 0,979 |
| 15 | 2006 | 84,361 | 1,423 | 1,783 | 3,538 | 1,022 |
| 16 | 2007 | 88,198 | 1,488 | 3,837 | 2,054 | 1,045 |
| 17 | 2008 | 83,518 | 1,409 | -4,68 | -8,517 | 0,947 |
| 18 | 2009 | 82,250 | 1,387 | -1,268 | 3,412 | 0,985 |
| 19 | 2010 | 85,91 | 1,449 | 3,66 | 4,928 | 1,044 |
| 20 | 2011 | 87,561 | 1,477 | 1,651 | -2,009 | 1,019 |
| 21 | 2012 | 87,573 | 1,477 | 0,012 | -1,639 | 1,000 |
| 22 | 2013 | 87,065 | 1,468 | -0,508 | -0,52 | 0,994 |
| 23 | 2014 | 86,003 | 1,451 | -1,062 | -0,554 | 0,988 |
| 24 | 2015 | 83,888 | 1,415 | -2,115 | -1,053 | 0,975 |
| 25 | 2016 | 83,302 | 1,405 | -0,586 | 1,529 | 0,993 |
| 26 | 2017 | 87,038 | 1,468 | 3,736 | 4,322 | 1,045 |
| 27 | 2018 | 88,002 | 1,484 | 0,964 | -2,772 | 1,011 |
| 28 | 2019 | 86,980 | 1,467 | -1,022 | -1,986 | 0,988 |
| Průměrné tempo růstu | | | | | | 1,014 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ [52]

Z tabulky 23 je možno pozorovat, že 1. i 2. diference v čase s vysokou frekvencí mění svou polaritu a oscilují kolem nuly. Ani v jednom případě však nejsou zdaleka nulové ani konstantní. Tempo růstu taktéž není konstantní, ani nevykazuje linearitu v hodnotách. Lze tak konstatovat, že pro prokázání suverénnosti výběru parabolické vyrovnávací funkce, jež se na základě vizuálního posouzení z grafu 25 zdá být vhodným kandidátem, neposkytuje provedená indexní analýza dostačující oporu a je proto vhodné nejprve přistoupit k výpočtu

strukturálních parametrů všech uvažovaných trendových funkcí a následně vzniklé modely posoudit souhrnnými kritérii vhodnosti (4.20) – (4.25).

Pro příklad výpočtu strukturálních parametrů parabolické funkce, analogicky ke kapitole 4.3, odhadneme jejich hodnoty metodou nejmenších čtverců, a to dosazením koeficientů ze součtového řádku tabulky 24 do soustavy rovnic (4.26).

Tabulka 24 Vstupní data pro výpočet strukturálních parametrů trendové paraboly

| Období | x_t | y_t | x_t^2 | x_t^3 | x_t^4 | $x_t y_t$ | $x_t^2 y_t$ |
|----------|-------|----------|---------|---------|-----------|-----------|-------------|
| 1992 | 1 | 59,29 | 1 | 1 | 1 | 59,29 | 59,29 |
| 1993 | 2 | 58,88 | 4 | 8 | 16 | 117,76 | 235,53 |
| 1994 | 3 | 58,71 | 9 | 27 | 81 | 176,12 | 528,35 |
| 1995 | 4 | 60,85 | 16 | 64 | 256 | 243,39 | 973,55 |
| 1996 | 5 | 64,26 | 25 | 125 | 625 | 321,29 | 1 606,43 |
| 1997 | 6 | 64,60 | 36 | 216 | 1 296 | 387,59 | 2 325,53 |
| 1998 | 7 | 65,11 | 49 | 343 | 2 401 | 455,78 | 3 190,49 |
| 1999 | 8 | 64,37 | 64 | 512 | 4 096 | 514,94 | 4 119,55 |
| 2000 | 9 | 73,47 | 81 | 729 | 6 561 | 661,19 | 5 950,75 |
| 2001 | 10 | 74,65 | 100 | 1 000 | 10 000 | 746,47 | 7 464,70 |
| 2002 | 11 | 76,35 | 121 | 1 331 | 14 641 | 839,83 | 9 238,11 |
| 2003 | 12 | 83,23 | 144 | 1 728 | 20 736 | 998,72 | 11 984,69 |
| 2004 | 13 | 84,33 | 169 | 2 197 | 28 561 | 1 096,33 | 14 252,28 |
| 2005 | 14 | 82,58 | 196 | 2 744 | 38 416 | 1 156,09 | 16 185,29 |
| 2006 | 15 | 84,36 | 225 | 3 375 | 50 625 | 1 265,42 | 18 981,23 |
| 2007 | 16 | 88,20 | 256 | 4 096 | 65 536 | 1 411,17 | 22 578,69 |
| 2008 | 17 | 83,52 | 289 | 4 913 | 83 521 | 1 419,81 | 24 136,70 |
| 2009 | 18 | 82,25 | 324 | 5 832 | 104 976 | 1 480,50 | 26 649,00 |
| 2010 | 19 | 85,91 | 361 | 6 859 | 130 321 | 1 632,29 | 31 013,51 |
| 2011 | 20 | 87,56 | 400 | 8 000 | 160 000 | 1 751,22 | 35 024,40 |
| 2012 | 21 | 87,57 | 441 | 9 261 | 194 481 | 1 839,03 | 38 619,69 |
| 2013 | 22 | 87,07 | 484 | 10 648 | 234 256 | 1 915,43 | 42 139,46 |
| 2014 | 23 | 86,00 | 529 | 12 167 | 279 841 | 1 978,07 | 45 495,59 |
| 2015 | 24 | 83,89 | 576 | 13 824 | 331 776 | 2 013,31 | 48 319,49 |
| 2016 | 25 | 83,30 | 625 | 15 625 | 390 625 | 2 082,55 | 52 063,75 |
| 2017 | 26 | 87,04 | 676 | 17 576 | 456 976 | 2 262,99 | 58 837,69 |
| 2018 | 27 | 88,00 | 729 | 19 683 | 531 441 | 2 376,05 | 64 153,46 |
| 2019 | 28 | 86,98 | 784 | 21 952 | 614 656 | 2 435,44 | 68 192,32 |
| Σ | 406 | 2 172,31 | 7 714 | 164 836 | 3 756 718 | 33 638,07 | 654 319,48 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ [52]

Po dosazení obdržíme soustavu rovnic (4.32), potažmo po jejím řešení odhady parametrů a , b , c trendové paraboly (4.33).

$$\begin{aligned} 2\,172,31 &= 28 \cdot a + 406 \cdot b + 7\,714 \cdot c \\ 33\,638,07 &= 406 \cdot a + 7\,714 \cdot b + 164\,836 \cdot c \\ 654\,319,48 &= 7\,714 \cdot a + 164\,836 \cdot b + 3\,756\,718 \cdot c \end{aligned} \quad (4.32)$$

$$a = 51,138 \quad b = 3,064 \quad c = -0,065 \quad (4.33)$$

Konkrétní tvar regresní křivky modelující výrobu elektřiny pak po dosazení (4.33) do (4.15) můžeme formulovat jako:

$$y = -0,065 \cdot x^2 + 3,064 \cdot x + 51,138 \quad (4.34)$$

Predikci vývoje brutto výroby elektřiny pro roky 2020 a 2021, tedy pro x v pořadí 29. a 30. časový úsek, získáme následně dosazením těchto hodnot (tedy $x=29$ a $x=30$) do odhadnuté parabolické funkce (4.34).

$$Y_{2020} = -0,065 \cdot 29^2 + 3,064 \cdot 29 + 51,138 = 85,068 \text{ TWh} \quad (4.35)$$

$$Y_{2021} = -0,065 \cdot 30^2 + 3,064 \cdot 30 + 51,138 = 84,279 \text{ TWh} \quad (4.36)$$

Provedená predikce pro nadcházející dva roky značí mírný meziroční pokles ve výrobě, a to o 0,658 TWh pro rok 2020, respektive o 0,789 TWh pro rok 2021 v porovnání s roky bezprostředně předcházejícími. Tento trend modelovaný odhadnutou parabolickou funkcí je sice v rozporu s prognózou Státní energetické koncepce o vytrvalém růstu výroby. Avšak s ohledem na vysokou míru vystižení celkové variability historických hodnot zvolenou vyrovnávací funkcí ($I^2=0,93$) a s ohledem na nízké hodnoty chyb MAE (2,14), MSE (7,86), RMSE (2,80) i MAPE (2,89 %) má predikce určitou statistickou významnost, obzvláště pak v porovnání s alternativními vyrovnávacími funkcemi, které dosahují o poznání horších hodnot. Výsledky tohoto porovnání jsou uvedeny v tabulce 25 níže.

Tabulka 25 Porovnání vhodnosti alternativních modelů trendových funkcí

| Trend | Předpis | I | I ² | MAE | MSE | RMSE | MAPE |
|---------------|-----------------------------------|-------|----------------|------|-------|------|------|
| Lineární | $y = 1,171x + 60,601$ | 0,895 | 0,800 | 4,18 | 22,31 | 4,72 | 5,44 |
| Kvadratický | $y = -0,065x^2 + 3,064x + 51,138$ | 0,964 | 0,930 | 2,14 | 7,86 | 2,80 | 2,89 |
| Mocninný | $y = 51,891x^{0,1617}$ | 0,926 | 0,858 | 3,09 | 14,86 | 3,85 | 4,21 |
| Logaritmický | $y = 11,735 \ln(x) + 49,128$ | 0,920 | 0,847 | 3,26 | 17,10 | 4,14 | 4,54 |
| Exponenciální | $y = 60,959e^{0,0159x}$ | 0,889 | 0,791 | 4,59 | 27,21 | 5,22 | 5,90 |

Zdroj: Vlastní zpracování dle ERÚ [52]

4.5 Stávající energetický mix ČR a jeho dosavadní vývoj

Zdrojový mix České republiky se v průběhu předešlého desetiletí dynamicky měnil. Důvodem byly především snahy diverzifikovat výrobu, pojistit budoucí energetickou soběstačnost po vyčerpání dostupných nerostných surovin, ale také posílit zastoupení obnovitelných zdrojů v souladu s ekologickými závazky i úmluvy vůči Evropské unii a mimo jiné tím zvýšit komfort života obyvatel v emisně nejpostiženějších oblastech na Ostravsku a v Ústeckém kraji. Za klíčové okamžiky lze považovat přijetí Kjótského protokolu, Bíle knihy a Zimního balíčku čisté energie pro všechny Evropany, jež vyvolali postupnou reformu celého energetického sektoru.

Přijatými ekologickými opatřeními byly nejvíce zasaženy fosilní zdroje spalujících v kontextu ČR převážně hnědé a černé uhlí. U těch bylo možné pozorovat útlum ve výrobě o téměř 12 TWh oproti roku 2006. Jejich zastoupení v energetickém mixu tak v průběhu let pokleslo z 61,2 % v roce 2006 až na aktuálních 46,1 % k roku 2019. Omezování výroby bylo v čase podmíněno postupným narážením na těžební limity, odstavením výkonů některých starších instalací (např. Tušimice, Ledvice) a zavedením systému EU ETS, který začal nepřívětivě dopadat na provozní náklady všech zdrojů závislých na spalování.

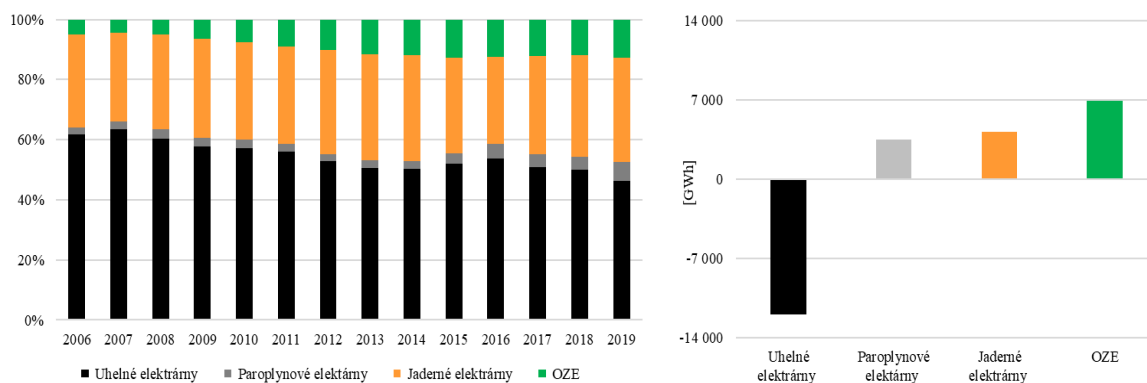
Mírně naopak v čase narostla produkce z paroplynových zdrojů (o 3,5 TWh v roce 2019 oproti stavu k roku 2006), které tak meziročně zvyšovali své zastoupení ve výrobním mixu řádově v desetinách procenta až na stávajících 6,3 %. Jejich význam začal spočívat ve vyrovnávání výkonových výkyvů v elektrizační soustavě, jelikož, jak již bylo naznačeno v kapitole teoretických východisek, umožňují vysokou flexibilitu výroby.

Roční produkce z jaderných elektráren také stoupla oproti úrovni v roce 2006, a to o 4,2 TWh a ukotvila tím solidní 34,8 % podíl v energetickém mixu. Vůbec historického maxima od spuštění JE Temelín a Dukovany dosáhla v produkce v roce 2013 (30,7 TWh). Budoucí ubírání jaderné energetiky visí stále ve vzduchu, diskutovaná výstavba nového bloku v Dukovanech doposud nepokročila do konstruktivní fáze.

Obnovitelné zdroje, které ještě na přelomu tisíciletí byly v českých podmínkách spíše raritou ovlivnil příliv zahraničních investorů a mohutné dotační tituly. Ze zanedbatelného zastoupení 5 % v roce 2006 tak jejich podíl ve zdrojovém mixu posílil na 13,8 % k roku 2019. To k úrovni celkové produkce představovalo nárůst výroby ke stavu v roce 2006

o 6,9 TWh, tedy téměř dvojnásobný růst, nežli tomu bylo v případě paroplynových elektráren. Uvedené skutečnosti, relativní změny zastoupení jednotlivých zdrojů v energetickém mixu i absolutní přírůstky úrovně produkce v roce 2019 oproti stavu k roku 2006 ilustruje graf 26 níže.

Graf 26 Složení energetického mixu (vlevo) a absolutní změna produkce roce 2019 oproti stavu k roku 2006 (vpravo)



Zdroj: Vlastní zpracování dle [52; 53]

Z prezentovaného grafu jsou patrné tendence odklonu od fosilních paliv a posilování zastoupení jaderných elektráren. Taktéž je ale zřejmé, že rozvoj OZE od roku 2013 spíše stagnuje. Důvodem je pozastavení provozní podpory pro nové výroby, s výjimkou malých vodních elektráren a bioplynových stanic (více k podpoře viz kapitola 3.4). Omezeně se sice stále rozvíjí některé střešní fotovoltaické instalace, které nepřímo zůstávají podporovány investičními dotačními tituly (např. OP Nová zelená úsporám, Integrovaný regionální OP nebo OP Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost), avšak na další výraznější rozmach čeká strádající sektor obnovitelných zdrojů až po stanovení závazných cílů podílu OZE na hrubé domácí spotřebě energie pro rok 2030. Tento návrh byl již sice představen v rámci KEP (viz kapitola 3.3.3), ale stále nebyl finálně schválen.

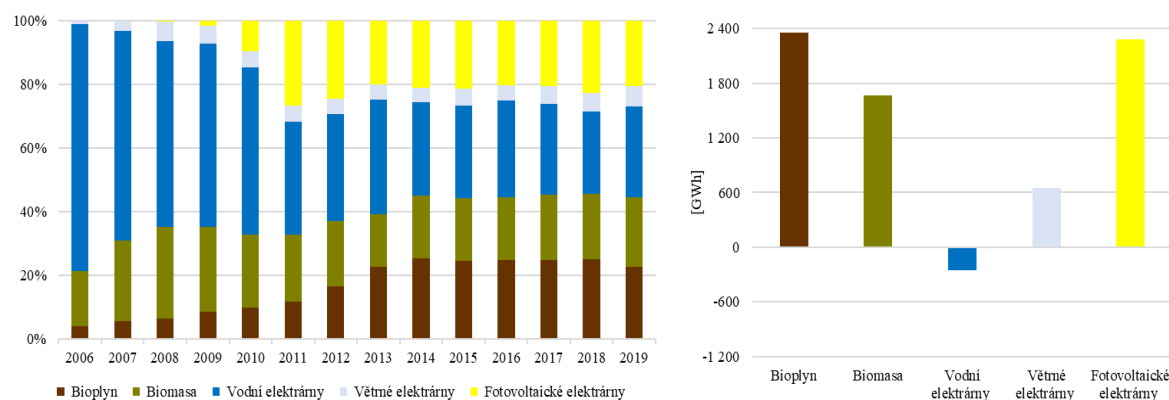
Podle aktuálního znění KEP by navíc v letech 2021 až 2030 nemělo k nikterak dramatickému nárůstu OZE dojít. Výroba elektřiny z OZE by se měla navýšit o pouhých 3,1 % (z podílu 13,8 % dosaženého v r. 2019 na 16,9 % očekávaných pro rok 2030). To by přirozeně k nastartování mohutnějších investic do sektoru výroby elektřiny z OZE nevedlo. Největší potenciál penetrace mají dle KEP větrné a fotovoltaické elektrárny, u kterých je do roku 2030 předpokládáno zvýšení instalované kapacity o 600 MW v případě větrných zdrojů, respektive o 1 900 MW u těch fotovoltaických. Úměrně tomu by se tak zvyšovala i roční produkce.

Důležitá v tomto ohledu bude i novelizace zákona o podporovaných zdrojích, která by měla implementovat nové principy finanční podpory obnovitelným zdrojům. Společný evropský model doposud očekává kombinaci aukcí a (v ČR osvědčeného) modelu hodinových zelených bonusů, tj. příplatků k tržní ceně elektřiny. Především aukce by tak měly zabezpečit plošný rozvoj OZE nákladově efektivním a ekonomickým způsobem.

Vedle investiční či provozní podpory nových instalací dle připravované novely zákona o podporovaných zdrojích bude mít ČR k dispozici i unikátní nástroj financování OZE prostřednictvím Modernizačního fondu, kam již dnes směřují prostředky ze systému obchodování s emisními povolenkami. Shrnutím tak lze usuzovat, že ČR sice bude disponovat dostatkem finančních prostředků na zavedení nových forem provozní a nepřímé investiční podpory výroby elektřiny z OZE v období let 2021 až 2030. Avšak pokud se výrazně nenavýší i závazné cíle OZE na konečné spotřebě elektřiny nebo neklesnou ceny těchto výrobních technologií na úroveň tržní konkurenceschopnosti nebude k výstavbě nových zdrojů na trhu dostatečný stimul.

Detailní pohled na postupný vývoj zastoupení jednotlivých technologií na výrobě elektřiny z OZE i průměr absolutní míry produkce v roce 2019 oproti stavu v roce 2006 poskytuje níže uvedený graf 27.

Graf 27 Zastoupení jednotlivých technologií v podílu OZE (vlevo) a absolutní změna produkce v roce 2019 oproti stavu roku 2006 (vpravo)



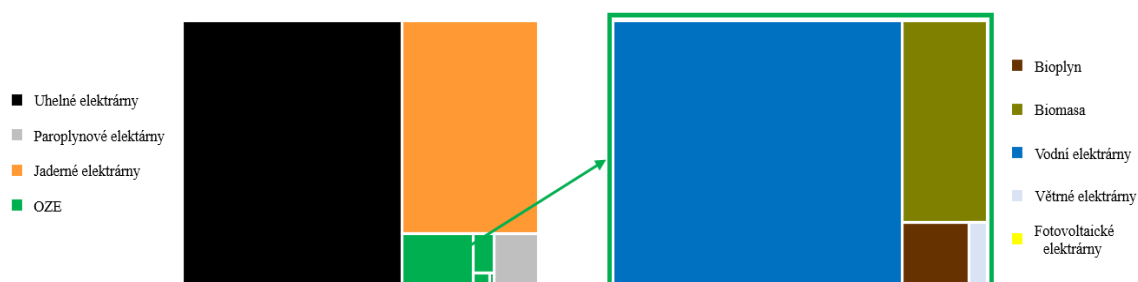
Zdroj: Vlastní zpracování dle [52; 53]

Z grafu je patrný především, již v předchozích kapitolách diskutovaný, solární boom, který nastal v letech 2009 a 2012 vlivem neúměrně vysoko nastavených výkupních cen a zelených bonusů, a vedl ke skokovému nárůstu instalovaného výkonu během 3 let o více než 2 000 MW. Dále je zřetelné posílení biomasy a bioplynu, jejichž úhrnný podíl stoupl z 22 %

v roce 2006 na téměř 45 % v roce 2019 a tvořil tak téměř 5,5 % veškeré tuzemské produkce. Vodní elektrárny v mnoha ohledech dosáhly svého maximálního potenciálu a současné hydrometeorologické podmínky neumožňují akomodaci nových velkých vodních děl. V roce 2019 se tak vodní elektrárny podílely na celkové produkci z OZE pouze necelou třetinou (oproti 77 % resp. 66 % v letech 2006 a 2007).

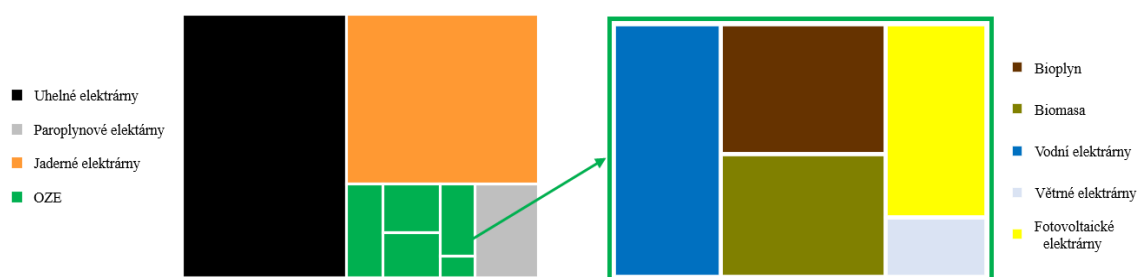
Schematicky, pro účel orientačního vizuálního posouzení poměrových vztahů ve struktuře výroby, jsou pro krajní sledovaná období (tedy roky 2006 a 2019) změny energetického mixu naznačeny v níže uvedených stromových mapách (obrázek 7 a 8).

Obrázek 7 Energetický zdrojový mix ČR v roce 2006



Zdroj: Vlastní zpracování dle [53]

Obrázek 8 Energetický zdrojový mix ČR v roce 2019



Zdroj: Vlastní zpracování dle [52]

Z prezentovaných informací vyvstává myšlenka, že energetický mix podstupuje značnou reformu se snahou zapojit do produkce především obnovitelné a jaderné zdroje. Za evropský symbol a průkopníkem v oblasti OZE je považováno především Německo, které si stále udržuje značný náskok posilování „zelené energie“. Na rozdíl od Německa však v České republice nepanují natolik příznivé přírodní podmínky pro výraznější adaptaci jak solární, vodních, tak i větrných elektráren a lze proto očekávat, že i přes snahy a uzance vycházející z mezinárodních úmluv a ze státní a evropské energetické koncepce bude Česko v nejbližších několika letech stále silně záviset především na uhlí a jaderných palivech.

5 ZÁVĚR

V práci je popsán aktuální směr ubírání evropského energetického sektoru, kterého je Česká republika nedílnou součástí. Snaha plošně nahrazovat ve výrobních mixech tepelné (fosilní) elektrárny za zdroje šetrnější k životnímu prostředí je více než evidentní. Obnovitelné zdroje již několikátým rokem v Evropě dominují výstavbě nových elektráren. V roce 2019 zajistily 85 % nově instalovaného výkonu. Státy, které ratifikovaly Pařížskou klimatickou dohodu, tím naplňují své klimatické závazky a zvyšují svou energetickou soběstačnost.

V prosinci 2018 byly schváleny nejdůležitější komponenty tzv. zimního energetického balíčku „Čistá energie pro všechny Evropany“, jehož součástí byl i společný evropský cíl 32 % podílu OZE na hrubé spotřebě energie do roku 2030. Česká republika svůj alikvotní podíl k roku 2020 plnila doposud bez výraznějších problémů. K roku 2030 však v rámci Vnitrostátního plánu pro oblast energetiky a klimatu nastavila málo ambiciózní mety pro oblast výroby elektrické energie (16,9 %) a byla proto několikrát Evropskou komisí kritizována.

Z hlediska výroby elektřiny si však, nehledě na obnovitelné zdroje, stojí Česká republika v evropském kontextu velmi dobře. Je ve výrobě zcela soběstačná, dokonce vnímána za exportního lídra, nemá v porovnání s některými evropskými státy tak vysokou energetickou náročnost ekonomiky a disponuje relativně pestrým energetickým mixem.

V současné době však stále výrobě dominují především uhelné elektrárny, které se v roce 2019 podílely na celkové produkci z 46 %. Jelikož naše území disponuje dostatečnými zásobami uhlí až do roku 2030, bude při budoucí reformě výrobního mixu záležet především na přijímaných politických rozhodnutích a opatřeních v oblasti podpory konkurenceschopnosti obnovitelných zdrojů. Nejistá prozatím zůstávají i rozhodnutí ve věci výstavby nových jaderných bloků, která jsou obvykle vládou upozaďována a odkládána. Naproti tomu rozvoj obnovitelných zdrojů je ukotven schválenou Státní energetickou koncepcí a počítá především s penetrací větrných a fotovoltaických elektráren. Plošný rozmach nicméně bude vysoce záviset na legislativní podpoře ze strany států a nemalých finančních transferech. Očekávanými pobídky jsou v tomto ohledu především aukce výrobních kapacit a historicky již osvědčené zelené bonusy a garantované výkupní ceny.

I legislativní podpora má však své limity. Zde je na místě si uvědomit, že získávání elektrické energie z některých obnovitelných zdrojů je téměř nemožné dále navyšovat

a naráží na svůj maximální využitelný potenciál. Jako příklad lze uvést vodní elektrárny. Vodní stav českých toků setrvale v posledních letech klesá a ty tak nejsou schopny akomodovat nová vodní díla. Technicky vhodné lokality pro výstavbu větrných elektráren se naopak povětšinou vyskytují výhradně v chráněných krajinných oblastech a biomasa pro energetické využívání si konkuruje s potravinovou soběstačností. Prostor tak vyjma možného posílení jaderných zdrojů zůstává zejména fotovoltaickým instalacím. K těm je však prozatím společnost v důsledku historicky nekontrolovatelného solárního boomu poněkud zdrženlivá a skeptická. Záležet tak bude obzvláště na vývoji cen fotovoltaických článků a na okamžiku, kdy se tyto technologie stanou přirozeně konkurenceschopné a dovrší cenové parity. Do té doby lze předpokládat, že se Česká republika bude ve výrobě elektřiny stále opírat o sice neekologické přesto relativně levné fosilní zdroje. Pro ty by rozhodně mohlo být pouze umělé navyšování cenové hladiny emisních povolenek, ke kterému se však už Evropská komise v minulosti několikrát uchýlila.

Z hlediska budoucí úrovně spotřeby a výroby elektřiny státní strategické dokumenty v dlouhodobém horizontu předpokládají setrvalý růst. Pro bezprostředně následující období roku 2020 a 2021 se o prognózu těchto veličin pokusila i tato práce, avšak došla k závěrům opačným. Provedené prognózy nicméně nevycházely z věcně ekonomických kritérií, nýbrž pouze odrážely historické tendence v dosavadním vývoji časových řad těchto veličin. Je proto namístě brát prezentované predikce s rezervou, i když za předpokladu zachování neměnných podmínek (tedy při aplikaci podmínky „ceteris paribus“), lze předpokládat jejich jistou statistickou pravděpodobnost. V odvětví tak silně dynamickém, kterým energetika bezesporu je, však úvahy o zachování neměnné intenzity současných i minulých vlivů v budoucnu nejsou na místě. Exaktnější by proto bylo spíše v prognózách odrážet nejen historické tendence ale i ekonomické a socioekonomické vlivy, stejně tak i respektovat rozvoj elektromobility, přirozené změny v hospodářském cyklu a neposlední řadě též přijímaná politická rozhodnutí v oblastech zvyšování energetické účinnosti a snižování emisí skleníkových plynů.

6 SEZNAM POUŽITÝCH ZKRATEK

| | |
|----------|--|
| ACER | Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů |
| BRKO | Biologicky rozložitelný komunální odpad |
| CER | Kredity certifikovaného snížení emisí (Certified Emission Reduction) |
| ČR | Česká republika |
| ČSÚ | Český statistický úřad |
| DPH | Daň z přidané hodnoty |
| DS | Distribuční soustava |
| EDGAR | Emisní databáze společného výzkumného střediska pro globální výzkum atmosféry |
| EHP | Evropský hospodářský prostor |
| ERU | Jednotky snížení emisí (Emission Reduction Unit) |
| ERÚ | Energetický regulační úřad |
| ESR | Nařízení o společném úsilí (Effort Sharing Regulation) |
| EU | Evropská unie |
| EU ETS | Evropský systém pro obchodování s emisemi |
| EUA | Evropské emisní povolenky (European Union Allowances) |
| Eurostat | Statistický úřad Evropského společenství (European Statistical Office) |
| FVE | Fotovoltaická elektrárna |
| HDP | Hrubý domácí produkt |
| CHKO | Chráněná krajinná oblast |
| ICIS | Independent Commodity Intelligence Services |
| IGCC | Integrovaný zplyňovací kombinovaný cyklus (Integrated gasification combustion cycle) |
| IoT | Internet věcí (Internet of Things) |
| IRENA | Mezinárodní agentura pro obnovitelnou energii |
| IT | Informační technologie |
| JE | Jaderná elektrárna |
| KEP | Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu |
| LCA | Posuzování životního cyklu (Life Cycle Assessment) |
| MAPE | Střední absolutní procentuální chybu MAPE |

| | |
|------|---|
| MPO | Ministerstvo průmyslu a obchodu |
| MSR | Rezerva tržní stability (Market Stability Reserve) |
| MZe | Ministerstvo zemědělství |
| MŽP | Ministerstvo životního prostředí |
| OP | Operační program |
| OTE | Operátor trhu s elektřinou |
| OZE | Obnovitelné zdroje energie |
| PWR | Tlakovodní reaktor (Pressurized Water Reactor) |
| RED | Směrnice o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů |
| ÚJV | Ústav jaderného výzkumu |
| USA | Spojené státy americké |
| VVER | Vodo-vodní energetický reaktor |

7 SEZNAM POUŽITÝCH ZDROJŮ

- [1] VOŘÍŠEK, Martin, Jon FERRIS: Dekarbonizace teplárenského sektoru a dopravy bude dosažena z velké části elektrifikací. O energetice [online]. 2018.
- [2] CEJNAROVÁ, Andrea et al. Chytrá energetika pro lepší život: lidé – technologie – inovace. Visions. 7. vyd. Praha: Siemens, 2009, 7(5). ISSN 1804-364.
- [3] CRIPPA, Monica et al. Fossil CO₂ and GHG emissions of all world countries. 1. vyd. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019. ISBN 978-92-76-11100-9.
- [4] ŠŤASTNÝ, Jiří et al. Jaderné a klasické elektrárny. 2. dopl. vyd. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04936-5.
- [5] OTČENÁŠEK, Petr. Elektroenergetika ve 21. století: Globální světové energetické hospodářství a jeho vliv na Českou republiku. 1. vyd. Praha: ČEZ, 2006. ISBN 80-239-9839-0.
- [6] ČEZ, a.s. Uhelové elektrárny skupiny ČEZ [online]. 1. vyd. Praha: ČEZ, a.s., 2012. Dostupné také z: <https://www.cez.cz/edee/>
- [7] ČEZ, a.s. Odsiřování spalin v elektrárnách skupiny ČEZ [online]. 1. vyd. Praha: TOP Partners, s.r.o., 2006. Dostupné také z: <https://www.cez.cz/edee/>
- [8] BUFKA, Aleš et al. Energetická statistika: Uhlí v České republice 2010–2018. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR – Oddělení analýz a datové podpory koncepcí, 2020.
- [9] VUPEK – Economy, spol. s r.o. Dlouhodobá prognóza trhu s hnědým uhlím. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu – odbor 10500, 2015.
- [10] ČEZ, a.s. O paroplynové energetice [online]. Praha: ČEZ, 2015. Dostupné také z: <https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobní-zdroje/paroplynove-a-plynove-zdroje/>
- [11] VOBOŘIL, David. Paroplynová elektrárna – princip funkce. O Energetice [online]. Praha, 2015. Dostupné také z: <https://oenergetice.cz/paroplynova-elektrarna-princip-funkce>

- [12] SAPATE, Sanjay. Decommissioning in Europe: Decommissioning strategy. Nuclear Engineering International. London, England: Adroit Market Research, 2019. ISSN 0029-5507
- [13] EUROSTAT. Nuclear energy statistics: Nuclear heat and gross electricity production. Statistics Explained. Luxembourg: Eurostat press office, 2020. ISSN 2443-8219.
- [14] ROCHA, Gisele O. Da et al. Energy trends and the water-energy binomium for Brazil. An. Acad. Bras. Ciênc. vol. 87. Rio de Janeiro, 2015, 87(2), 569-594. ISSN 1678-2690.
- [15] MZE. Akční plán pro biomasu v ČR na období 2012-2020: schválený vládou ČR dne 12. 9. 2012 pod č.j. 920/12. 1 vyd. Praha: Ministerstvo zemědělství, 2012. ISBN 978-80-7434-074-1.
- [16] MZE. Možnosti energetického využití biomasy: ukázka praktických opatření z Akčního plánu pro biomasu v ČR na období 2012-2020. 1. vyd. Praha: Ministerstvo zemědělství, 2013. ISBN 978-80-7434-122-9.
- [17] BUFKA, Aleš et al. Obnovitelné zdroje energie v roce 2017: Výsledky statistického zjišťování. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR – oddělení analýz a datové podpory koncepcí, 2018.
- [18] KAŠINSKÝ, Jan. Jaký je potenciál využití biomasy v Česku a ve světě. O Energetice [online]. Praha, 2019. Dostupné také z: <https://oenergetice.cz/nazory/jaky-potencial-vyuziti-biomasy-cesku-ve-svete>
- [19] IRENA. Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2018. 1st ed. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018. ISBN 978-92-9260-062-4.
- [20] ERÚ. Informace o držitelích udělených licencí: Vývoj počtu provozoven a instalovaného výkonu podporovaných zdrojů energie. Jihlava: Energetický regulační úřad, 2019.
- [21] MASTNÝ, Petr. Obnovitelné zdroje elektrické energie. 1. vyd. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. ISBN 978-80-01-04937-2.

- [22] QUASCHNING, Volker. Obnovitelné zdroje energií. 1. vyd. Praha: Grada, 2010. Stavitel. ISBN 978-80-247-3250-3.
- [23] MOTLÍK, Jan et al. Obnovitelné zdroje energie a možnosti jejich uplatnění v České republice. Praha: ČEZ, 2007.
- [24] ČEZ, a.s. Obnovitelné zdroje energie a skupina ČEZ [online]. 1. vyd. Praha: ČEZ, 2012. Dostupné také z: <https://www.cez.cz/edee/>
- [25] HRKAL, Zbyněk. Voda včera, dnes a zítra. 1. vydání. Praha: Mladá fronta, 2018. ISBN 978-80-204-4989-4.
- [26] ČAMBALA, Petr et al. Oponentní posudek k vybraným tématům z návrhu Národního Klimaticko-Energetického Plánu (KEP) pro oblast FVE. 1. vyd. Brno: EGÚ Brno, 2019.
- [27] JAKUBEŠ, Jaroslav. Studie "Potenciál solární energetiky v České republice". 1. vyd. Praha: ENACO, 2015.
- [28] BECHNÍK, Bronislav et al. Potenciál využití obnovitelných zdrojů energie v budovách. 1. vyd. Praha: Komora obnovitelných zdrojů energie, 2018.
- [29] STEVENS, Landon. The footprint of energy: Land use of U.S. electricity production. Texas: Strata, 2017, (1).
- [30] VYTLAČIL, Petr. Hustota energetického toku. O Energetice [online]. Praha, 2018. Dostupné také z: <https://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/hustota-energetickeho-toku>
- [31] ČSVE. Větrné elektrárny v ČR: aktuální instalace [online]. Brno: Česká společnost pro větrnou energii, 2018. Dostupné také z: <https://www.csve.cz/>
- [32] UFA, ČR. Pole průměrné rychlosti větru ve výšce 100 m nad povrchem [online]. Ústav fyziky atmosféry AV ČR, 2009. Dostupné také z: www.ufa.cas.cz
- [33] ORÁLEK, Petr et al. Energy outlook 2050: Energie z vlastních zdrojů. Praha: Economia, 2014.

- [34] PORŠ, Zdeněk. Palivové články. 1. vyd. Praha: ŘEZ ve spolupráci s ÚJV Řež, 2002.
- [35] BALOUNOVÁ, Eva. Změna klimatu a energetická unie: Aktuální vývoj (do konce roku 2018). In: Parlamentní institut. Praha: Kancelář Poslanecké sněmovny, 2019, č. 4.027. ISSN 2533-4131.
- [36] EU ETS Handbook [online]. 1st ed. Brusel: European Commission, 2015. Dostupné z: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf
- [37] HROZEK, Dian. Evropský boj s emisemi, aneb co je EU ETS a kam směřuje (1.díl). O energetice [online]. 2015.
- [38] OECD. Effective Carbon Rates 2018: Pricing Carbon Emissions Through Taxes and Emissions Trading. 1st ed. Paris: OECD Publishing, 2018. ISBN 978-92-64-30571-7.
- [39] KOFFI, Brigitte et al. CoM Default Emission Factors for the Member States of the European Union: Version 2017. 2nd ed. European Commission – Joint Research Centre (JRC), 2017.
- [40] BRUCKNER, Thomas et al. Climate Change 2014 - Mitigation of Climate Change: Energy Systems. 1st edition. United Kingdom: Cambridge University Press, 2015. ISBN 978-1107654815.
- [41] Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2001/77/ES ze dne 27. září 2001 o podpoře elektřiny z obnovitelných zdrojů energie na vnitřním trhu s elektrickou energií. In: Úřední věstník, 2001, OJ L 283, s. 33–40.
- [42] Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/28/ES ze dne 23. dubna 2009 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES. In: Úřední věstník. 2009, OJ L 140, s. 39–85.
- [43] Sdělení Komise – Pokyny pro státní podporu v oblasti životního prostředí a energetiky na období 2014–2020. In: Úřední věstník Evropské unie. 2014, OJ C 200, s. 1–55.

- [44] Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů. In: Úřední věstník Evropské unie. 2018, OJ L 328, s. 82–209.
- [45] MF ČR. Státní rozpočet 2019 v kostce: informační příručka Ministerstva financí České republiky. Praha: Ministerstvo financí – Sekce veřejné rozpočty, 2019. ISBN 978-80-7586-025-5.
- [46] MPO. Podpora výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie [online]. Praha, 2019. Dostupné také z: <https://www.mpo.cz/cz/rozcestnik/zakon-106-1999-sb/podpora-vyroby-elekriny-z-obnovitelnych-zdroju-energie-247122/>
- [47] MPO. Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu. 2. dopl. vyd. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2019.
- [48] HINDLS, Richard, Stanislava HRONOVÁ, Jan SEGER a Jakub FISCHER. Statistika pro ekonomy. 8. dopl. vyd. Praha: Professional Publishing, 2007. ISBN 978-808-6946-436.
- [49] REDL, Christian, Fabian HEIN a Matthias BUCK. The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition. Berlin: Agora Energiewende, 2020.
- [50] EUROSTAT. Energy, transport and environment statistics: Statistical book 2019 edition. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019. ISBN 978-92-76-10971-6.
- [51] EUROSTAT. Electricity price statistics: Annual statistical findings. Luxembourg: Eurostat press office, 2019.
- [52] ERÚ. Roční zpráva o provozu ES ČR pro rok 2019. Praha: Oddělení statistiky a sledování kvality, 2020.
- [53] ERÚ. Roční zpráva o provozu ES ČR pro rok 2006. Praha: Oddělení statistiky a sledování kvality, 2007.