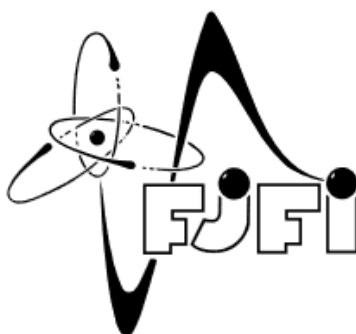


České vysoké učení technické v Praze
Fakulta jaderná a fyzikálně inženýrská

Katedra jaderných reaktorů
Specializace: Jaderné reaktory



Využití regulace výkonu nových jaderných elektráren ke
stabilizaci české elektrické sítě

Utilization of load-following operation of new nuclear
power plants for stabilization of Czech electrical grid

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Vypracoval: Bc. Lukáš Novák

Vedoucí práce: Mgr. Lukáš Rečka, Ph.D.

Konzultant: Ing. Miloš Tichý, CSc.

Rok: 2024



ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student:	Bc. Lukáš Novák
Studijní program:	Jaderné inženýrství
Specializace:	Jaderné reaktory
Název práce česky:	Využití regulace výkonu nových jaderných elektráren ke stabilizaci české elektrické sítě
Název práce anglicky:	Utilization of load-following operation of new nuclear power plants for stabilization of Czech electrical grid
Jazyk práce:	český

Pokyny pro vypracování:

1. S ohledem na rešerši provedenou v rámci výzkumného úkolu popište modelovací nástroj TIMES a zaměřte se na jeho možnosti a omezení. Seznamte se s verzí modelu TIMES-CZ_V03, popište její strukturu a evoluci modelu TIMES-CZ, vyvíjeného v COŽP UK.
2. Vypracujte rešerši zaměřenou na fyzikální aspekty problematiky regulace výkonu jaderné elektrárny podle požadavků elektrické sítě. Identifikujte a popište fyzikální omezení, která limitují regulaci výkonu jaderné elektrárny.
3. Proveďte nezbytné úpravy modelu TIMES-CZ_V03 tak, aby popisoval časově proměnné požadavky české elektrické sítě. Vyhledejte klíčové parametry jaderných reaktorů, jak klasických, tak malých modulárních, které je nutné zohlednit při modelování regulace výkonu.
4. Vytipujte a modelujte scénáře vývoje české energetiky se zaměřením na vliv regulace výkonu jaderné elektrárny podle požadavků elektrické sítě. Soustřeďte se na vazby takového provozu jaderných elektráren na energetiku jako celek, zejména s ohledem na očekávaný nárůst podílu intermitentních obnovitelných zdrojů na výrobě elektřiny, i na ekonomické charakteristiky provozu jaderných elektráren.

Doporučená literatura:

- [1] INGERSOLL, D. T. and M. D. CARELLI. *Handbook of Small Modular Nuclear Reactors: Second Edition*. Duxfor: Woodhead Publishing, 2020. ISBN: 978-0-12-823917-9.
- [2] MIGNACCA, B. and G. LOCATELLI. Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020, vol. 17. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109519.
- [3] VAILLANCOURT, K., M. LABRIET, R. LOULOU and J.-P. WAAUB. The role of nuclear energy in long-term climate scenarios: An analysis with the World-TIMES model. *Energy Policy*. 2008, vol. 36. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.01.015.
- [4] LÍMAN J. *Impact of Small Modular Reactors' specific operation on the reactor core parameters*. Praha, 2018. Dizertační práce. ČVUT v Praze, FJFI, KJR.

Jméno a pracoviště vedoucího práce:

Mgr. Lukáš Rečka, Ph.D.

Centrum pro otázky životního prostředí – Univerzita Karlova

Jméno a pracoviště konzultanta:

Ing. Miloš Tichý, CSc.

KJR FJFI ČVUT v Praze

Datum zadání diplomové práce:

10. 3. 2023

Datum odevzdání diplomové práce:

8. 1. 2024

Doba platnosti zadání je dva roky od data zadání.

V Praze dne 10. 3. 2023

doc. Ing. Tomáš Trojek, Ph.D.



Garant studijního programu

Ing. Jan Rataj, Ph.D.



Vedoucí katedry

doc. Ing. Václav Čuba, Ph.D.



Děkan

Prohlášení:

Odevzdáním této diplomové práce souhlasím, že v souladu s příslušnými ustanoveními autorského zákona je ČVUT oprávněno užití diplomovou prací k výuce nebo k vlastní vnitřní potřebě, ovšem nikoliv za účelem přímého nebo nepřímého hospodářského nebo obchodního prospěchu. K užití, na které se nevztahuje předchozí věta, má ČVUT za obvyklých podmínek právo na uzavření licenční smlouvy o užití diplomové práce.

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

V Praze dne 20. 12. 2023



Bc. Lukáš Novák

Poděkování:

Rád bych tímto poděkoval svému vedoucímu, panu Mgr. Lukáši Rečkovi, Ph.D., za cenné rady a připomínky poskytnuté nejen při tvorbě této práce, ale také během bakalářské práce a výzkumného úkolu. Rovněž děkuji za zprostředkování možnosti podílet se na přípravě modelu TIMES-CZ_V03, která pro mě byla velmi obohacující zkušeností. Dále bych chtěl poděkovat panu Ing. Miloši Tichému, CSc., za jeho přátelskou podporu rovněž během všech zmíněných studentských prací a cenné odborné rady, na jejichž poskytnutí si vždy našel čas. Také bych rád poděkoval panu Ing. Janu Frýbortovi, Ph.D. a panu Ing. Pavlu Sukovi za odbornou konzultaci k fyzikálním tématům uvnitř této práce.

Název práce:

Využití regulace výkonu nových jaderných elektráren ke stabilizaci české elektrické sítě

Autor: Lukáš Novák

Obor: Jaderné inženýrství

Specializace: Jaderné reaktory

Druh práce: Diplomová práce

Vedoucí práce: Mgr. Lukáš Rečka, Ph.D, Centrum pro otázky životního prostředí Univerzity Karlovy

Konzultant: Ing. Miloš Tichý CSc., Katedra jaderných reaktorů Fakulty jaderné a fyzikálně inženýrské ČVUT v Praze

Abstrakt:

Diplomová práce je zaměřena na modelování vlivu flexibilního provozu jaderných elektráren na podobu české energetiky a technicko-ekonomické charakteristiky jaderných elektráren. Rešeršní část práce je zaměřena na dvě oblasti, kterými jsou popis modelovacího nástroje a modelu TIMES, využitého v této práci, a teorie flexibilního provozu jaderných elektráren. Popis modelovacího nástroje a modelu TIMES navazuje na výzkumný úkol, a je proto veden stručněji a se zaměřením na praktickou stránku práce s modelovacím nástrojem TIMES. Teorii flexibilního provozu jaderných elektráren je věnována větší část rešerše a jejím vyústěním je shrnutí možností flexibilního provozu elektráren s reaktory EPR, AP1000, APR-1400 a NuScale. Možnosti provozu se sledováním zatížení v síti těchto elektráren byly poté použity jako vstupy do modelu TIMES a s jejich využitím byly modelovány scénáře vývoje české energetiky. Pro účely popisu flexibilního provozu jaderných elektráren bylo v modelu zavedeno dělení dne na osm tříhodinových úseků. Na závěr byly představeny výsledky modelovaných scénářů s důrazem na porovnání vlivu zmíněných modelů elektráren na českou energetiku a jejich technicko-ekonomické charakteristiky.

Klíčová slova:

Česká energetika, energeticko-ekonomické modelování, malé modulární reaktory, modelovací nástroj TIMES, model TIMES, nové jaderné zdroje, flexibilní provoz jaderných elektráren, provoz jaderných elektráren se sledováním zatížení v síti.

Title:

Utilization of load-following operation of new nuclear power plants for stabilization of Czech electrical grid

Author: Lukáš Novák

Abstract:

The diploma thesis is focused on modeling the influence of flexible operation of nuclear power plants on the shape of the Czech energy industry and the technical-economic characteristics of nuclear power plants. The research part of the work is focused on two areas, which are the description of the TIMES model generator and the TIMES model used in this work, and the theory of flexible operation of nuclear power plants. The description of the model generator and the TIMES model extends the research project and is therefore more concise and focused on the practical side of working with the TIMES model generator. A larger part of the research is aimed at the theory of flexible operation of nuclear power plants, and its outcome is a summary of the capabilities of flexible operation of power plants with EPR, AP1000, APR-1400 and NuScale reactors. The capabilities of load-following operation of these power plants were then used as inputs to the TIMES model, and scenarios of the development of the Czech energy industry were modeled with their use. For the purpose of describing the flexible operation of nuclear power plants, the division of the day into eight three-hour segments was implemented in the model. Finally, the results of model scenarios were presented with an emphasis on comparing the influence of the mentioned power plant models on the Czech energy system and their technical and economic characteristics.

Key words: Czech Energy, Energy-economic Modelling, Model TIMES, Model Generator TIMES, Small Modular Reactors, New Nuclear Powerplants, Flexible operation of Nuclear Powerplants, Load-following operation.

Obsah

Seznam grafů	11
Seznam tabulek	13
Seznam obrázků	13
Seznam zkratk	14
Úvod	15
1. Modelovací nástroj TIMES a modely TIMES-CZ	17
1.1 Modelovací nástroj TIMES	17
1.2 Vývoj modelů TIMES-CZ	19
1.3 Popis modelu TIMES-CZ_V03	19
1.3.1 Komponenty základního roku	19
1.3.2 Komponenta vývoje konečné spotřeby	20
1.3.3 Komponenta nových technologií	20
1.3.4 Komponenta uživatelských omezení	20
1.4 Úpravy modelu TIMES-CZ_V03	21
2. Flexibilní provoz jaderných elektráren	25
2.1 Důvody pro flexibilní provoz jaderných elektráren	25
2.2 Typy flexibilního provozu jaderných elektráren	27
2.2.1 Provoz se sledováním zatížení v síti (load following)	27
2.2.2 Provoz s regulací frekvence v síti	28
2.2.3 Další typy flexibilního provozu	28
3. Omezující aspekty flexibilního provozu jaderných elektráren	30
3.1 Fyzikální aspekty flexibilního provozu reaktoru	30
3.1.1 Zpětné vazby	31
3.1.2 Otrava štěpnými produkty	32
3.1.3 Prostorové xenonové oscilace	33
3.1.4 Vlivy spojené s průběhem kampaně	33
3.1.5 Interakce paliva s pokrytím (Pellet-Cladding Interaction – PCI)	34
3.2 Technické aspekty flexibilního provozu reaktoru	35

3.2.1 Tepelné namáhání a únava materiálu komponent	35
3.2.2 Koroze a eroze komponent a nadužívání chemických systémů	36
3.2.3 Opotřebením komponent	36
4. Kvantifikace možností změn výkonu jaderné elektrárny	37
4.1 Německá a francouzská zkušenost s flexibilním provozem	37
4.2 Požadavky na flexibilní provoz dle EUR	38
4.3 Schopnost flexibilního provozu jaderných elektráren dle technické dokumentace	39
4.3.1 EPR	40
4.3.2 AP1000	40
4.3.3 APR-1400	41
4.3.4 NuScale	42
4.4 Shrnutí možností flexibilního provozu daných modelů reaktorů	42
5. Propojení flexibilního provozu jaderných elektráren a modelovacího nástroje TIMES	44
5.1 Úpravy modelu TIMES-CZ_V03	44
5.2 Tvorba a předpoklady modelových scénářů	48
6. Výsledky modelování	51
6.1 Výsledky scénářů s vysokým podílem OZE	51
6.1.1 Výsledky referenčního scénáře	51
6.1.2 Výsledky scénářů s flexibilním provozem jaderných elektráren	55
6.2 Výsledky scénářů s nízkým podílem OZE	66
6.2.1 Výsledky referenčního scénáře	66
6.2.2 Výsledky scénářů s flexibilním provozem jaderných elektráren	68
6.3 Diskuse výsledků	76
7. Závěr	80
Bibliografie	82

Seznam grafů

Graf 1: Denní profil poptávky po elektřině v roce 2035	45
Graf 2: Denní profil poptávky po elektřině v roce 2040	45
Graf 3: Denní profil poptávky po elektřině v roce 2045	46
Graf 4: Předpokládaný vývoj výkonu elektrárny s reaktorem APR-1400 během dne	47
Graf 5: Vývoj instalovaného výkonu elektráren při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE	52
Graf 6: Vývoj výroby elektřiny při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE	52
Graf 7: Vývoj výroby elektřiny během letních dnů v roce 2045 při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE	53
Graf 8: Vývoj výroby elektřiny během jarních dnů v roce 2045 při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE	53
Graf 9: Vývoj výroby elektřiny během podzimních dnů v roce 2045 při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE	54
Graf 10: Vývoj výroby elektřiny během zimních dnů v roce 2045 při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE	54
Graf 11: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v jarních dnech roku 2040 při scénářích s vysokým podílem OZE	56
Graf 12: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v letních dnech roku 2040 při scénářích s vysokým podílem OZE	56
Graf 13: Denní vývoj importu elektřiny v jarním období roku 2040 ve scénářích s vysokým podílem OZE	57
Graf 14: Denní vývoj importu elektřiny v letním období roku 2040 ve scénářích s vysokým podílem OZE	57
Graf 15: Denní vývoj importu elektřiny v podzimním období roku 2040 ve scénářích s vysokým podílem OZE	58
Graf 16: Denní vývoj importu elektřiny v zimním období roku 2040 ve scénářích s vysokým podílem OZE	58
Graf 17: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v podzimních dnech roku 2040 při scénářích s vysokým podílem OZE	59

Graf 18: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v zimních dnech roku 2040 při scénářích s vysokým podílem OZE	60
Graf 19: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v zimních dnech roku 2045 při scénářích s vysokým podílem OZE	60
Graf 20: Vývoj výroby elektřiny při scénáři s reaktory EPR a s vysokým podílem OZE	61
Graf 21: Denní vývoj využití bateriových systémů a přečerpávacích vodních elektráren při scénářích s vysokým podílem OZE	63
Graf 22: Spotřeba elektřiny v referenčním scénáři při scénářích s vysokým podílem OZE	64
Graf 23: Spotřeba elektřiny ve scénáři s reaktory EPR a s vysokým podílem OZE	64
Graf 24: Denní vývoj ceny elektřiny při scénářích s vysokým podílem OZE	65
Graf 25: Vývoj instalovaného výkonu ve scénáři s nízkým podílem OZE	66
Graf 26: Vývoj výroby elektřiny v referenčním scénáři s nízkým podílem OZE	67
Graf 27: Vývoj výroby elektřiny během letních dnů v roce 2035 při referenčním scénáři s nízkým podílem OZE	67
Graf 28: Vývoj výroby elektřiny během letních dnů v roce 2040 při referenčním scénáři s nízkým podílem OZE	68
Graf 29: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v jarních dnech roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE	70
Graf 30: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v letních dnech roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE	70
Graf 31: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v podzimních dnech roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE	71
Graf 32: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v zimních dnech roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE	71
Graf 33: Denní vývoj importu a exportu elektřiny v jarním období roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE	72
Graf 34: Denní vývoj importu a exportu elektřiny v letním období roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE	72
Graf 35: Denní vývoj importu a exportu elektřiny v podzimním období roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE	73
Graf 36: Denní vývoj importu a exportu elektřiny v zimním období roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE	73

Graf 37: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v jarních dnech roku 2040 ve scénářích s nízkým podílem OZE	74
Graf 38: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v letních dnech roku 2040 ve scénářích s nízkým podílem OZE	74
Graf 39: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v podzimních dnech roku 2040 ve scénářích s nízkým podílem OZE	75
Graf 40: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v zimních dnech roku 2040 ve scénářích s nízkým podílem OZE	75

Seznam tabulek

Tabulka 1: Omezení cyklických změn výkonu reaktoru Konvoi během života reaktoru	38
Tabulka 2: Možnosti flexibilního provozu vybraných modelů reaktorů	43
Tabulka 3: Časové rozdělení ročních období v modelu TIMES-CZ_V03	45
Tabulka 4: Zjištěné koeficienty c a d pro elektrárny s danými reaktory	48
Tabulka 5: Předpokládané technicko-ekonomické parametry jaderných elektráren	48
Tabulka 6: Vývoj maximálního instalovaného výkonu fotovoltaických a větrných elektráren ve scénáři s vysokým podílem OZE	50
Tabulka 7: Vývoj maximálního instalovaného výkonu fotovoltaických a větrných elektráren ve scénáři s nízkým podílem OZE	50
Tabulka 8: Hodnoty parametru LCOE a koeficientu využití jaderných elektráren	62
Tabulka 9: Srovnání hodnot parametru LCOE jednotlivých elektráren	78

Seznam obrázků

Obr. 1: Setkání nabídky s poptávkou a tržní rovnováha v modelovacím nástroji TIMES	17
Obr. 2: Schéma dělení modelových scénářů	49

Seznam zkratek

EPRI – Electric Power Research Institute

ETSAP – Energy Technology Systems Analysis Programme

EU-ETS – European Emission Trading System

EUR – European Utility Requirements

GAMS – General Algebraic Modelling System

IEA – International Energy Agency

MPO – Ministerstvo průmyslu a obchodu

NKEP – Národní klimaticko – energetický plán

LCOE – Levelized Cost of Electricity

OZE – Obnovitelné zdroje energie

PECD – Pan-European Climatic Database

PCI – Pellet - Cladding Interaction

PCMI – Pellet – Cladding Mechanical Interaction

REZZO – Registr emisí a zdrojů znečištění ovzduší

TIMES – The Integrated MARKAL – EFOM Systém

WEM – With Existing Measures

WAM – With Additional Measures

ZEVO – Zařízení pro energetické využití odpadů

Úvod

Česká energetika vstupuje do období transformace, jejímž hlavním cílem má být dekarbonizace jejích součástí. Výroba elektřiny tak může nabýt podoby, ve které budou hlavní roli hrát jaderné elektrárny a elektrárny využívající obnovitelné zdroje energie. Jak například ukazuje francouzská a německá zkušenost, toto nastavení výroby elektřiny může vyžadovat, aby se jaderné elektrárny podílely na regulaci síťových parametrů flexibilním provozem, ať už za účelem kompenzace propadů poptávky po elektřině během nočních hodin, snížením celkového množství vyrobené elektřiny během maximální výroby elektřiny ve fotovoltaických či větrných elektrárnách, regulace síťové frekvence či z jiných důvodů, které jsou rozebrány níže v textu. V době tvorby této práce vrcholí tendr na dostavbu jaderné elektrárny Dukovany. Část práce se proto zaměřuje na popis možností flexibilního provozu modelů elektráren účastníků tohoto tendru, kterými jsou modely AP1000, APR-1400 a EPR. Právě tyto modely jaderných elektráren by v budoucnu mohly flexibilní provoz realizovat. Očekává se, že po roce 2030 doplní skladbu výroben elektřiny malé modulární reaktory. Jako zástupce malých modulárních reaktorů v této práci byl vybrán model NuScale, jenž se dosud jeví být neblíže k nasazení v komerčním provozu. Kromě modelů velkých reaktorů jsou proto prozkoumány také možnosti flexibilního provozu elektráren s malými modulárními reaktory NuScale.

V říjnu roku 2023 byla Ministerstvem průmyslu a obchodu vydána Aktualizace Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu, která transformaci české energetiky zevrubně popisuje. Centrum pro otázky životního prostředí Univerzity Karlovy vypracovalo pro Aktualizaci Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu mimo jiné řadu scénářů vývoje české energetiky, které byly modelovány pomocí energeticko-ekonomického modelovacího nástroje TIMES. Za účelem reprezentace české energetiky byl nově vytvořen model TIMES-CZ_V03, který oproti svým předchůdcům přinesl výrazně detailnější, avšak také složitější popis české energetiky, zejména z důvodu zavedení dělení modelu regiony, které reprezentují kraje České republiky. Model TIMES-CZ_V03 je, jakožto k datu vzniku této práce nejpokročilejší model vzniklý na půdě Centra pro otázky životního prostředí, využit také v této práci. Pro její účely musel být tento model upraven tak, aby umožňoval vhodně popsat časově proměnné aspekty flexibilního provozu jaderných elektráren. Bylo tak vytvořeno několik alternativ modelu TIMES-CZ_V03, které se lišily použitým časovým dělením a způsobem zmenšení původní verze tak, aby popisoval pouze sektor výroby elektřiny. Testováním těchto úprav se ukázalo, že pro zachování kvality výsledků je vhodné využít původní nezmenšené verze modelu TIMES-CZ_V03. Testována byla rovněž dělení časových úseků, na jejichž úrovni probíhá modelový popis české energetiky, na hodinové, dvouhodinové a tříhodinové intervaly, přičemž pouze v případě posledního z jmenovaných bylo možné dosáhnout řešení modelu v přijatelném čase. Tato práce tak využívá nezmenšený model TIMES-CZ_V03 s dělením denních časových úseků na tříhodinové intervaly.

Rešeršní část práce se věnuje se věnuje relativně stručnému popisu využitého modelovacího nástroje TIMES a modelu TIMES-CZ_V03 a zejména se pak zaměřuje na problematiku flexibilního provozu jaderných elektráren. V rešeršní části práce jsou rozebrány druhy

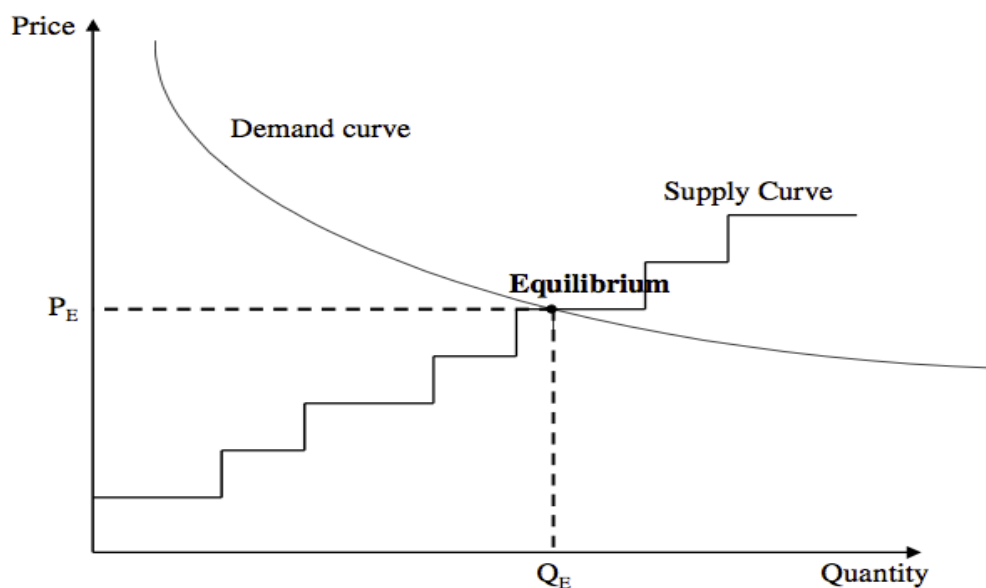
flexibilního provozu jaderných elektráren, které mohou být využity s ohledem na podobu elektrické sítě či události, ke kterým v rámci elektrické sítě může dojít. Na popis teoretického pozadí flexibilního provozu jaderných elektráren navazuje fyzikálně zaměřený popis faktorů, které omezují flexibilní provoz jaderných elektráren. Identifikovány a rozebrány jsou hlavní fyzikální a technické faktory, které vedou k nutnosti limitovat parametry flexibilního provozu. Protože popis těchto aspektů nemohl vyústit ve formulaci konkrétních omezení manévrovatelnosti reaktorů při flexibilním provozu, byla tato omezení rovněž převzata z literatury. Pro potřeby modelovacího nástroje byly identifikovány tři hlavní parametry, které je při flexibilním provozu nutné limitovat. Těmi jsou rychlost změny výkonu jaderných elektráren, minimální zatížení elektrárny, kterého smí elektrárna při flexibilním provozu dosáhnout a počet cyklů změn výkonu, kterými smí jaderná elektrárna projít. Tyto parametry, získané pro každý z modelů elektráren AP1000, APR-1400, EPR a NuScale, slouží jako vstupy do modelovacího nástroje TIMES, a na jejich základě byly vytvořeny scénáře reprezentující flexibilní provoz těchto modelů v rámci české energetiky. Praktická část práce je zaměřena na tvorbu těchto scénářů, jejich realizaci prostřednictvím modelovacího nástroje TIMES s využitím výše zmíněných úprav modelu TIMES-CZ_V03+ a následnou analýzu získaných výsledků.

1. Modelovací nástroj TIMES a modely TIMES-CZ

1.1 Modelovací nástroj TIMES

Modelovací nástroj TIMES je energeticko-ekonomický modelovací nástroj vyvinutý v rámci programu Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) organizace International Energy Agency (IEA). Modelovací nástroj TIMES byl zkonstruován za účelem provádění energetických a environmentálních analýz na velmi detailní úrovni ^[1]. Modelovací nástroj TIMES je označován jako „bottom-up“ modelovací nástroj částečné rovnováhy. Označení „bottom-up“ jej dle míry agregace dat zařazuje do kategorie velmi detailních a technologicky explicitních modelovacích nástrojů, které jsou spíše, nikoliv však bezvýhradně, zaměřeny na modelování menších energetických systémů, zejména na úrovni státu nebo jeho regionů ^[2]. Označení modelovací nástroj částečné rovnováhy pak symbolizuje, že jeho ekonomický popis modelovaného systému se soustředí výhradně na tržní rovnováhu v daném systému ^[3]. To je rozdíl oproti modelovacím nástrojům obecné rovnováhy, které pro svůj ekonomický popis modelovaného systému uvažují nejen tržní rovnováhu, ale také rovnováhu finanční, ve které příjmy subjektů uvnitř modelovaného systému právě pokrývají jejich výdaje ^[4]. Modelovací nástroje částečné rovnováhy se omezují na modelování sektoru energetiky, její vazby s ostatními sektory ekonomiky jsou zohledněny okrajově či nejsou zohledněny vůbec ^[5].

Modelovací nástroj TIMES je využíván k popisu různých energetických systémů, mezi něž se mohou řadit například různá odvětví energetiky na úrovni státu, energetika na úrovni státu jako taková a výjimečně energetické systémy na úrovni nadstátních celků nebo energetika na úrovni celého světa. Modelovací nástroj TIMES využívá k popisu energetických systémů zákonitostí ekonomiky ^[6]. Základním kritériem modelování je setkání nabídky s poptávkou na všech uvažovaných trzích modelovaného systému. Princip, jakým modelovací nástroj TIMES naplňuje zadanou poptávku, je zobrazen na obr. 1.



Obr. 1: Setkání nabídky s poptávkou a tržní rovnováha v modelovacím nástroji TIMES [1]

Z obr. 1 je patrné, že modelovací nástroj TIMES hledá během modelování stav tržní rovnováhy. Té je dosaženo podle následující logiky. V případě, že je pro naplnění poptávky po dané komoditě možné využít více zdrojů, pak modelovací nástroj TIMES začne s využíváním nejlevnějšího zdroje a zčásti jej vyčerpá. Následně se přesune k dražšímu zdroji. Tímto způsobem je vytvořena křivka nabídky pro poptávanou komoditu na daném trhu. Přesuny k dražším zdrojům se projevují skoky v křivce nabídky na obr. 1. V okamžiku, kdy množství zdrojů právě pokryje poptávané množství komodity, je nalezena tržní rovnováha a je rovněž definována rovnovážná cena komodity. Obecně však tržní rovnováha není definována jednoznačně, neboť křivka nabídky daných zdrojů obecně není na všech trzích jedinečná ^[2]. Křivku nabídky lze na různých trzích vytvořit různě v závislosti na tom, do jaké míry v ní budou různé zdroje zastoupeny a modelovací nástroj TIMES se tedy musí vypořádat s úlohou volby právě jedné křivky nabídky. Řešení takové úlohy je zprostředkováno účelovou funkcí (Objective Function) ^[2]. V modelovacím nástroji TIMES je účelová funkce definována jako rozdíl všech diskontovaných nákladů a všech diskontovaných výnosů v rámci celého modelovaného systému a celého modelovaného horizontu ^[2]. Během modelování je hledáno minimum takto definované účelové funkce, které lze interpretovat jako minimální celkové diskontované náklady modelovaného systému. Nalezení minima účelové funkce pak umožňuje jednoznačně vybrat odpovídající křivku nabídky na každém z trhů uvnitř modelovaného systému ^[2]. Získaná podoba modelovaného systému v modelovaném horizontu tedy odpovídá ekonomicky nejvýhodnějšímu systému modelovaného za dále definovaných podmínek. Pro úplnost lze dodat, že hladká křivka poptávky, zobrazená v grafu 1, je definována exogeně (z externích zdrojů) uživatelem modelovacího nástroje pro komodity konečné spotřeby. V případě, že je modelován trh s jinými komoditami, je křivka poptávky zkonstruována implicitně modelovacím nástrojem ^[2]. Teoretické pozadí energeticko-ekonomického modelování obecně a také fungování modelovacího nástroje TIMES je konkrétněji a detailněji popsáno ve výzkumném úkolu *Citlivostní analýza dopadu klíčových parametrů jaderných reaktorů na jejich uplatnění v českém energetickém systému* ^[7].

Technologicky explicitní povaha modelovacího nástroje TIMES jej předurčuje k modelování vlivu jednotlivých technologií na energetiku. Technologie jsou popsány řadou vstupních i výstupních parametrů a je možné sledovat, jaké jsou jejich vzájemné vazby. Tyto vazby jsou rovněž důležité pro porozumění významu výsledků ^[2]. Detailnost modelovacího nástroje TIMES jej také činí vhodným pro modelování výsledků různě zaměřených politik, neboť ve většině případů je dostatečně detailní i flexibilní pro jejich implementaci. Mezi omezení modelovacího nástroje TIMES se řadí jeho nedostatečné propojení energetiky s ostatními ekonomickými sektory. Určitou nevýhodou modelovacího nástroje TIMES je v některých případech rovněž jeho detailnost, neboť implikuje konstrukci velmi rozsáhlých modelů. Ty se pak obtížněji spravují a kontrolují, vyskytují se problémy s jejich numerickým řešením, případně některé funkcionality modelovacího nástroje TIMES v jejich případě nelze provozovat.

1.2 Vývoj modelů TIMES-CZ

Série modelů, která byla vytvořena na půdě Centra pro otázky životního prostředí Univerzity Karlovy a jejímž účelem je popis české energetiky, nese označení TIMES-CZ. Prototypem modelu TIMES-CZ je verze TIMES-CZ_V00^[8]. Model TIMES-CZ_V00 vychází z popisu regionu České republiky v rámci modelu TIMES-PanEU^[9]. Tento prototyp využívá definice technologií agregované podle druhů paliv, tj například všechny aktuálně provozované hnědouhelné elektrárny jsou agregovány do jediného procesu s instalovaným výkonem, aktivitou i dalšími parametry odpovídajícími zahrnutým hnědouhelným elektrárnám. Struktura modelu vychází z bilančních listů Eurostatu (Energy Balance Sheets^[10]) pro rok 2010. Novější verze pak vycházejí z aktuálnějších dat a také jsou znatelně rozsáhlejší a komplikovanější. TIMES-CZ_V01^[11] rozlišuje velké české elektrárny, TIMES-CZ_V02^[12] rozlišuje technologie zahrnuté v systému European Emission Trading System (EU-ETS)^{[13], [14]}. Ve verzi TIMES-CZ_V02+^[15] je pak dále zahrnut podrobný modul popisující sektor dopravy a výrobu biopaliv.

Dosud nejnovější verzí modelu TIMES-CZ je TIMES-CZ_V03^[16]. Tato verze přinesla výrazný posun v detailnosti popisu české energetiky a disagregaci použitých dat. Nejzásadnějším posunem oproti předchozím verzím je rozdělení modelu do patnácti regionů. Toto rozdělení je výsledkem popisu české energetiky po krajích České republiky a jednoho dalšího regionu, který reprezentuje celou Českou republiku a funguje jako doplněk k popisu české energetiky pro procesy a komodity, které nebyly popsány na úrovni krajů. Základní rok této verze, který slouží jako kalibrace modelu, je umístěn do roku 2019, díky čemuž je model relativně aktuální. Dále jsou charakterizovány komponenty, které dohromady vytvářejí model TIMES-CZ_V03.

1.3 Popis modelu TIMES-CZ_V03

1.3.1 Komponenty základního roku

Procesy základního roku jsou z velké části rozlišeny podle systému EU-ETS, případně databáze Registru emisí a zdrojů znečištění ovzduší (REZZO), a to zejména v sektorech výroby elektřiny a tepla a v průmyslu. Úroveň popisu tedy sestupuje až na jednotlivé výrobní či podniky, jako například jaderná elektrárna Temelín, teplárna Frýdek Místek nebo Synthesia a.s. v sektoru průmyslu, a tyto výrobní jsou zařazeny do regionů odpovídajících krajům, ve kterých se tyto výrobní skutečně nacházejí. Procesy mimo systém EU-ETS jsou agregované dle paliv. Dále se v popisu základního roku nacházejí sektory zásobování, dopravy a výroby biopaliv a sektor rezidenční a komerční. Sektor zásobování popisuje primární produkci paliv, jejich import, export a skladování. Dopravní sektor rozlišuje automobilovou, autobusovou, vlakovou, leteckou a lodní dopravu, přičemž nejpodrobněji je popsána kategorie automobilové dopravy. Ta je nejenže dále dělena na osobní a nákladní dopravu, tak jako je například rovněž vlaková doprava, ale automobily jsou navíc rozlišeny podle druhu paliva a emisní normy. Produkt nejjemnější disagregace je v tomto případě definován například jako naftový osobní automobil plnící emisní normu euro 6. V popisu rezidencí jsou rozlišeny rodinné domy, dvojdomy a bytové jednotky. Pro každou z těchto kategorií je rozlišeno topení, ohřev vody a klimatizace. Dále jsou obecně rozlišeny procesy jako například chlazení

a mražení potravin, osvětlení, vaření, praní a jiné. V popisu komerčního sektoru je rovněž rozlišeno několik procesů zahrnutých v EU ETS, jako například Fakultní nemocnice Brno. Dále jsou rozlišeny procesy obdobně jako v popisu rezidencí, tj. na topení, ohřev vody a klimatizaci, v tomto případě však pouze podle velkých a malých prostor. Dále je i v komerčním sektoru popsáno osvětlení, a sice jak vnitřní, tak veřejné, vaření, chlazení potravin a jiné. Procesům základního roku jsou fixně udány parametry tak, aby spolu reprezentovaly skutečnou podobu české energetiky.

1.3.2 Komponenta vývoje konečné spotřeby

Na popis české energetiky v základním roce navazuje modelované období. To je vytvářeno na základě výše popsané logiky pokrytí poptávky patřičnou produkcí komodit (nabídkou). Základní komponentou, která iniciuje modelování systému, je vývoj konečné spotřeby komodit. Ten má exogenní původ a je rovněž členěn do regionů. Vývoj konečné spotřeby je v případě modelu TIMES-CZ_V03 rozdělen do čtyř scénářů, které odpovídají modelovaným směrům vývoje české energetiky. Všechny tyto scénáře udávají vývoj konečné spotřeby komodit do roku 2050. Obecně se jedná o jeden scénář vývoje konečné spotřeby pro rozvoj české energetiky se stávajícími opatřeními (With Existing Measures) a tři scénáře pro rozvoj české energetiky s dodatečnými opatřeními (With Additional Measures 1, 2 a 3). Konkrétní podoba scénářů vývoje konečné spotřeby pak byla upravena dle výstupů z modelu E3ME ^[17].

1.3.3 Komponenta nových technologií

Aby mohla být poptávka po komoditách pokryta, je v modelu vytvořena databáze nových technologií pro všechny výše zmíněné sektory. Nové technologie jsou obecně popsány sadou technicko-ekonomických parametrů, jako jsou investiční náklady a fixní náklady na provoz a údržbu vztahené k instalovanému výkonu, proměnné náklady na provoz a údržbu, vztahené k aktivitě dané technologie, dále účinnost, koeficient využití (Availability Factor), počátek dostupnosti technologie, životnost a řada dalších. Nové technologie jsou modelem využívány v odpovídající kapacitě tak, jak dochází k ukončování životnosti procesů základního roku a jak narůstá či klesá poptávka po komoditách, přičemž instalovaný výkon technologií je výsledkem modelování.

1.3.4 Komponenta uživatelských omezení

Bez udání dalších podmínek je požadovaná poptávka po komoditách modelovacím nástrojem pokryta za využití právě té nejvýhodnější technologie a komodity, dostupné pro každý trh. Tím jsou však vytvářeny nerealistické podoby modelovaného systému. Například může dojít k situaci, kdy je modelovacím nástrojem pokryta poptávka po elektřině pouze fotovoltaickými elektrárnami. Aby takovýmto nerealistickým scénářům bylo možno předejít, je uživateli modelovacího nástroje umožněno upravovat instalovaný výkon, aktivitu i jiné parametry technologií. Například je možné tyto parametry vztáhnout k libovolné fixní hodnotě a

stanovit, zdali má být daný parametr roven, menší nebo roven či větší nebo roven než zvolená hodnota. Vztaheno k předchozímu příkladu pak lze definovat nerovnici, která udá, že maximální instalovaný výkon fotovoltaických elektráren například v roce 2050 a v regionu České republiky bude nejvýše 30 GWe. Tento instalovaný výkon pak spolu s pohotovostí fotovoltaických elektráren definuje množství vyrobené elektřiny v roce 2050 a v případě, že toto není dostačující, musí modelovací nástroj využít další elektrárny jiného typu. Tato základní omezení lze vytvářet prakticky ve všech komponentách, které slouží k popisu technologií, ať jde o jednotlivé technologie základního roku nebo jednotlivé nové technologie. Kromě tohoto však modelovací nástroj TIMES nabízí také komponenty uživatelských omezení, pomocí kterých lze vytvářet i relativně komplexní soustavy rovnic a nerovnic, kterými lze flexibilně upravovat různé parametry procesů či komodit modelovaného systému. Uživatelských omezení je v modelu TIMES-CZ_V03 celá řada a jejich úloha je zcela zásadní. Mají totiž omezit prostor možných řešení vývoje české energetiky pouze na ta, která lze posoudit jako realistická. Toto posouzení zpravidla vychází z diskuse mezi uživateli modelu a, MPO a dalšími aktéry z energetiky a průmyslu. Například v rámci přípravy modelování scénářů Národního klimaticko – energetického plánu (NKEP) byla řada uživatelských omezení upravena na základě požadavků Ministerstva průmyslu a obchodu a na základě spolupráce s uživateli modelu E3ME. Dále je komponenta uživatelských omezení využívána k rozlišení jednotlivých parametrů mezi scénáři. Například lze s jejich pomocí definovat dva scénáře, kdy v prvním dojde k odstavení jaderné elektrárny Dukovany v roce 2035 a ve druhém v roce 2045. S pomocí uživatelských omezení lze rovněž dodefinovat různé parametry různých procesů a komodit. V modelu TIMES-CZ_V03 je této možnosti využito například k definování cen paliv a limitů na jejich dovoz, cen emisních povolení a v neposlední řadě k definování úbytku elektrického výkonu jaderné elektrárny Dukovany v případě, že dojde ke zbudování horkovodu mezi jadernou elektrárnou Dukovany a Brnem.

1.4 Úpravy modelu TIMES-CZ_V03 v rámci modelování NKEP

Před využitím modelu TIMES-CZ_V03 v této práci byl tento model použit v rámci modelování NKEP, které proběhlo mezi květnem a zářím roku 2023. Pro tento účel bylo nutné model TIMES-CZ_V03 dokončit a upravit. Tato kapitola se nezaměřuje na popis úprav modelu TIMES-CZ_V03 přímo pro účely této práce, nýbrž má za cíl přiblížit praktické aspekty práce s modelem TIMES-CZ_V03. Problematice úprav tohoto modelu právě pro účely této práce se věnuje kapitola 5. Série úprav rovněž vedla k přidání několika dalších komponent, úpravám komoditních toků a odstranění řady chyb. Tyto úpravy vedly ke zkvalitnění modelových výsledků, které je s výhodou využito také při vypracování této práce. Současně byla v rámci příprav na modelování NKEP provedena úprava numerických vlastností modelu, bez kterých by se tato práce jen stěží obešla a kterým je dále věnována většina této kapitoly. Mezi přidané komponenty se řadí vytvoření definic nových jaderných elektráren a scénářů vývoje jaderné energetiky dle předpokladů Ministerstva průmyslu a obchodu, přidání komponenty horkovodu mezi jadernou elektrárnou Dukovany a Brnem včetně definování jeho parametrů, definice několika nových scénářů importu a exportu elektřiny napříč modelovaným obdobím na základě výstupu ze síťového modelu PLEXOS^[18], provozovaného společností ČEPS,

zkonstruování komponenty importu vodíku do ČR na základě Vodíkové strategie České republiky ^[19] a dat společnosti NET4GAS a řada dalších. Do úprav komoditních toků patří aktualizace maximálních množství a cen importu a exportu paliv dle doporučení Evropské komise ^[20], úprava výroby elektřiny z některých méně významných paliv jako například bioplynu či bionafty, aktualizace pohotovosti větrných elektráren podle výstupu z modelu PLEXOS, úprava vstupů a výstupů elektrolyzérů pro výrobu vodíku podle požadavků MPO, úprava nákladů tepelných čerpadel dle Komory obnovitelných zdrojů energie a celá řada menších úprav.

Odstraňování chyb probíhalo prakticky po celou dobu upravování modelu TIMES-CZ_V03. V některých případech chyby způsobily, že model přestal být řešitelný, respektive v jiných případech chyby pouze negativně ovlivnily podobu výsledků. Mezi příklady obou zmíněných typů chyb lze uvést konstrukce dotací na instalaci některých procesů, které převyšovaly investiční náklady těchto procesů. Důsledkem této chyby byla možnost libovolně minimalizovat účelovou funkci v průběhu řešení modelu prostým zavedením co nejvyšší kapacity těchto procesů a model se z pohledu lineárního programování stal neohrazeným (unbounded). Mezi nejčastější chyby negativně ovlivňující podobu výsledků byly nevhodně zkonstruované definice procesů či odkazy na tyto definice v uživatelských omezeních, jako například možnost jaderných elektráren měnit bez omezení výrobu elektřiny na úrovni denní doby nebo vztažení doby životnosti k chybně pojmenovaným procesům. Časově nejnáročnější oprava, provedená na modelu TIMES-CZ_V03, však proběhla kvůli chybám zcela jiného druhu, než jsou výše zmíněné. Těmi byly chyby solveru spojené s numerickými vlastnostmi modelu. Těm je věnován následující odstavec.

Jak bylo zmíněno výše, model TIMES-CZ_V03 je výrazně rozsáhlejší než jeho předchůdci. Celkově představuje dle textového výpisu ze solveru CPLEX ^[21] systému GAMS, kterým je obvykle model řešen, přibližně 2,5 milionu rovnic. Přesný počet se liší v závislosti na řešeném scénáři. To je například v porovnání s předchozí verzí modelu TIMES-CZ, TIMES-CZ_V02+, více než desetinásobek. Takové množství rovnic je velmi velké i na poměry modelů TIMES. Rozsáhlost modelu a jeho složitost činí značné nároky na použitý solver. Během prvního řešení modelu přes celé modelované období, tj. do roku 2050, se ukázalo, že solver není schopen model vyřešit ve stanoveném maximálním čase přibližně čtrnácti hodin (50000 sekund), případně toho není schopen vůbec. Během řešení, kdy je na obrazovce viditelný postup solveru a jeho minimalizace účelové funkce, bylo zřetelné, že se solver kvůli podobě modelu dostal do numericky nestabilní oblasti. V průběhu minimalizace účelové funkce docházelo k přeskokům mezi různými hodnotami účelové funkce, přičemž některé byly mnohonásobně vyšší a rovněž mnohonásobně dále od hledaného minima. Popsaná forma numerické nestability se objevila bez spuštění dodatečných funkcionalit, které z původní úlohy lineárního programování vytvářejí úlohu smíšeného celočíselného programování (Mixed Integer Programming), o které je známo, že je numericky výrazně komplikovanější ^[21]. Příkladem takové funkcionality je například zavedení diskrétní velikosti instalované kapacity (například bloků elektráren). Tato skutečnost nastala v případě modelů TIMES-CZ zřejmě poprvé a jak se ukázalo později, souvisela právě s velikostí a komplikovaností modelu TIMES-CZ_V03. Neschopnost solveru model vyřešit kvůli numerické nestabilitě působila značnou komplikaci, neboť zamezovala dosažení modelových výsledků, avšak současně nevznikla kvůli

funkční chybě v modelu, která jej činí neřešitelným (infeasible) a kterou lze díky nástrojům solveru relativně snadno najít a opravit. Postup řešení tohoto problému byl započat odebráním všech uživatelských omezení z modelovaného scénáře, díky čemuž byl modelovaný problém zmenšen a současně se stal snáze řešitelným. Po takovéto modifikaci byl model vyřešen po téměř devíti hodinách, což alespoň umožnilo testovat vliv různých úprav modelu a parametrů solveru na dobu řešení. Dalším krokem byla podrobná úprava parametrů solveru tak, aby namísto obecného nastavení pro různé typy úloh byl solver lépe přizpůsoben řešení modelu TIMES. Tato úprava vznikla na základě práce [22]. Po této úpravě vznikla nová kombinace parametrů, díky kterým byla doba řešení modelu bez uživatelských omezení zkrácena na 43 minut, avšak neumožnila vyřešit model se zahrnutím uživatelských omezení. Dalším průzkumem parametrů solveru bylo zjištěno, že solver umožňuje spustit diagnostiku modelu, díky které lze odhalit proměnné potenciálně zodpovědné za numerické nestability. Identifikací těchto proměnných bylo zjištěno, že jde o hodnoty nákladů na instalaci a provoz palivových a některých dalších technologií, které byly příliš nízké, nižší, než bylo nastaveno kritérium optimality (Optimality Criteria) v solveru [21]. Po úpravě těchto nákladů bylo již možno řešit model i se zohledněním uživatelských omezení. Dále se ukázalo, že část příliš nízkých nákladů technologií byla obsažena v souborech, které se dědily již od první verze modelu TIMES-CZ. Přítomnost numerické nestability pouze v modelu TIMES-CZ_V03 tedy naznačovala, že k jejímu vyvolání došlo zřejmě kombinací příliš nízkých nákladů zmíněných technologií a současně celkové rozsáhlosti a složitosti modelu TIMES-CZ_V03. Pro úplnost lze dodat, že ani po úpravě nákladů nebylo možné vyřešit model po spuštění dodatečných funkcionalit, které řešení modelu transformují z lineárního problému na smíšený číslicový problém (Mixed Integer Problem). Obecně tedy lze usoudit, že s narůstající složitostí modelu je nutné více dbát na kvalitu numerických vlastností modelu a může být na místě tuto kvalitu numerických vlastností nově zařadit mezi důležitá kritéria hodnocená při sestavování nových, a ještě složitějších verzí modelu TIMES-CZ. Nová kombinace parametrů solveru rovněž našla své využití, neboť i po úpravě nákladů dosahovala kratší doby řešení většiny scénářů než původní kombinace.

Na závěr kapitoly věnované numerickému pozadí modelovacího nástroje TIMES lze formulovat obecná doporučení pro zajištění kvality numerických vlastností modelu. Tato doporučení jsou založena jak na zkušenosti s modelem TIMES-CZ_V03, tak na doporučeních popsanych v externích zdrojích. Na základě řešení výše popsaného problému lze doporučit, aby hodnota jakéhokoliv parametru procesů i komodit nebyla zvolena nižší než 10^{-6} , což je hodnota kritéria optimality [21], a současně jen výjimečně byla nižší než 10^{-3} . Obdobně je pak vhodné, aby hodnoty jakéhokoliv parametru nebyly příliš vysoké, případně aby rozdíl největšího a nejmenšího koeficientu uvnitř jedné libovolné rovnice nebyl vyšší než 10^4 [23]. Tento bod se týká také funkce nazvané „dummy imports“. Tato funkce umožňuje do modelu zavést umělé proměnné, které doplní komoditní toky v případě, že je jejich doplnění nutné pro zachování řešitelnosti modelu. Tato funkce slouží jako nástroj pro snazší odhalení chyb v modelu, protože přítomnost „dummy imports“ například u daného procesu indikuje jistou chybu právě u tohoto procesu. Aby se však „dummy imports“ nemohly vyskytovat také u správně formulovaných procesů a tím tak nechtěně plnit jejich roli, je nutné pro „dummy imports“ nastavit vysoké náklady. Z pohledu kvality numerických vlastností modelu je tak

žádoucí odstranit všechny „dummy imports“ z modelu, tj. zajistit, aby byl model řešitelný i bez jejich přispění, a poté tuto funkci zcela vypnout ^[24]. Dalším krokem užitečným z pohledu kvality numerických vlastností modelu je vyhnout se použití čísel s velkým počtem nenulových desetinných míst a zlomků ^[25].

2. Flexibilní provoz jaderných elektráren

Jaderné elektrárny jsou nedílnou a technologicky velmi specifickou součástí českého energetického mixu. V současnosti jsou v České republice, stejně jako ve většině jiných zemí využívajících jadernou energii, jaderné elektrárny provozovány v režimu základního zatížení [26], [27]. V režimu základního zatížení je jaderná elektrárna provozována na nominálním výkonu v co největší možné míře, s výjimkou pravidelných odstávek a odstavení reaktorů z důvodu bezpečnosti [27]. V případě jaderných elektráren se provoz v režimu základního zatížení nabízí zejména ze dvou důvodů. Jaderné elektrárny mají pouze nízké náklady na provoz a údržbu, tudíž případné snížení výkonu nelze chápat jako proces spojený s šetřením na těchto nákladech, nýbrž naopak jako snížení koeficientu využití s velmi nepříznivými ekonomickými důsledky umocněnými vysokými investičními náklady. Dále je provoz jaderné elektrárny v režimu základního zatížení technicky i fyzikálně nejméně komplikovaný [26], [27]. Přesto však lze nalézt důvody spojené s podobou energetického mixu, pro které není možné či vhodné všechny jaderné elektrárny v daném státě nebo regionu provozovat v režimu základního zatížení. Tyto důvody jsou rozebrány níže v textu. Dále pak jakýkoliv režim provozu, který se liší od provozu jaderné elektrárny v základním zatížení, je obecně nazván flexibilním provozem jaderné elektrárny.

2.1 Důvody pro flexibilní provoz jaderných elektráren

Provoz elektrické sítě je založen na pokrytí neustále se měnící poptávky po elektřině v každém časovém okamžiku. Pokrytí poptávky přitom zajišťují elektrické zdroje o různé velikosti a využívající různá paliva. Aby byla elektrická síť stabilní, musejí být všechny elektrické zdroje synchronizovány na jedné frekvenci a rovněž musejí mít stejnou fázi. [28] Společná frekvence v rámci celé sítě se sníží, zvýší-li se v síti poptávka po elektřině, neboť další elektrospotřebič představuje pro elektrické generátory další odpor. A naopak, pokud se poptávka po elektřině sníží, zvýší se síťová frekvence [28], [29]. Udržování síťové frekvence na stanovené hodnotě, která v Evropě činí 50 Hz, je zcela zásadní například pro provoz elektrických motorů [30]. Proto v rámci přenosové soustavy existuje řada ochranných opatření, které mají napomoci udržení síťové frekvence okolo stanovené hodnoty, a v případě, že frekvence přesáhne hodnotu tolerované odchylky, zajišťují rovněž vypnutí definované zátěže [31], [32].

Stabilní provoz elektrické sítě může za určitých okolností představovat důvod, pro který je nutné provozovat jaderné elektrárny ve flexibilním režimu. Je-li v rámci elektrické sítě většina elektřiny produkována v jaderných elektrárnách, konkrétněji pokud se instalovaný výkon jaderných elektráren v rámci elektrické sítě blíží minimální poptávce po elektřině v rámci této sítě nebo ji dokonce přesahuje, pak není možné přesně pokrýt poptávku po elektřině pouze s využitím zbylých nejaderných zdrojů nebo jen s jejich využitím regulovat frekvenci sítě [26]. Aby tohoto mohlo být dosaženo, zejména během hodin s nízkou poptávkou po elektřině, je nezbytné, aby se na regulaci sítě podílely také jaderné elektrárny. Tato úvaha se neomezuje pouze na elektrickou síť na úrovni státu, nýbrž může se týkat také regionální či mezinárodní sítě. Je-li tedy například v rámci státní elektrické sítě většina elektřiny produkována v jaderných elektrárnách, ale tato státní síť disponuje silnými propojeními se sítí na

mezinárodní úrovni, pak nemusí být nutné provozovat jaderné elektrárny flexibilně. Obdobně však mohou jaderné elektrárny produkovat většinu elektřiny pro konkrétní region i přesto, že v rámci celé sítě je podíl jaderných elektráren na výrobě elektřiny nižší, a pak může být nezbytné provozovat jaderné elektrárny flexibilně ^[26]. Příkladem státu, v němž je nezbytné provozovat jaderné elektrárny flexibilně kvůli jejich velkému podílu na výrobě elektřiny, je Francie. Ve Francii jsou více než tři čtvrtiny elektrické energie vyprodukovány v jaderných elektrárnách a některé z těchto jaderných elektráren jsou provozovány tak, aby na denní úrovni kompenzovaly výkyvy v poptávce po elektřině ^[27].

V rámci dekarbonizace energetiky dochází k rozvoji elektráren využívajících obnovitelné zdroje energie za současného odstavení uhelných elektráren a omezování využití plynových elektráren. Tento trend bude pravděpodobně pokračovat i v budoucnu, a tak může například nastat situace, že v rámci elektrické sítě bude většina elektřiny vyráběna ze solárních, větrných a jaderných elektráren. Tento příklad může být blízký také vývoji a budoucí podobě české energetiky. Výroba elektřiny v solárních a větrných elektrárnách se však mění v závislosti na počasí a denní či roční době a tyto změny typicky nekorespondují se změnami v poptávce po elektřině ve zmíněných obdobích. Navíc není jasné, do jaké míry se fotovoltaické či větrné elektrárny mohou podílet na regulaci vlastní výroby elektřiny ^{[26], [27]}. Obdobný problém s manévrovatelností lze nalézt také v případě malých zdrojů elektřiny v rámci elektrické sítě, které jsou umístěny v centrech spotřeby, jako jsou například domácí elektrárny. Pokud rozdíl celkové poptávky po elektřině a výroby elektřiny ze zmíněných, obtížně kontrolovatelných zdrojů elektřiny, je blízký kapacitě jaderných elektráren, pak je nutné provozovat jaderné elektrárny flexibilně ^[26]. Současně jaderné elektrárny v takovém případě mají plnit roli rezervy. V případě, že například vlivem počasí dojde ke snížení výroby elektřiny v solárních či větrných elektrárnách, je nutné zvýšit výkon jaderných elektráren a naopak. Každá elektrická síť navíc disponuje určitou mírou setrvačnosti vůči změně frekvence uvnitř elektrické sítě. Tato setrvačnost je dána setrvačností velkých turbogenerátorů jaderných, uhelných, plynových či případně dalších elektráren ^[26]. V případě výpadku výroby elektrické energie nebo poklesu poptávky, velká setrvačnost elektrické sítě vede k nižší změně síťové frekvence. V důsledku nahrazování elektráren využívajících fosilní paliva elektrárnami větrnými či solárními tak dochází ke snižování setrvačnosti elektrické sítě, a elektrická síť se tak stává náchylnější ke změnám frekvence, které, jak bylo popsáno výše, mohou vést až ke spuštění ochrany a potenciálním blackoutům. I z tohoto důvodu pak může být nezbytné, aby jaderné elektrárny přešly z provozu v základním zatížení na flexibilní režim provozu za účelem regulace síťové frekvence ^[26].

Konvenční jaderné elektrárny se v rámci elektrické sítě řadí mezi největší zdroje elektřiny. Udává se, že je-li výroba elektřiny v dané elektrárně větší než asi deset procent poptávky po elektřině v daném čase, je obtížné regulovat frekvenci elektrické sítě v případě výpadku této dané elektrárny ^{[26], [28], [33]}. Z tohoto důvodu může být vhodné provozovat jadernou elektrárnu flexibilně a v období, kdy dochází k poklesu poptávky po elektřině, snížit výkon této jaderné elektrárny. Mezi další důvody pro flexibilní provoz jaderných elektráren patří nedostačující kapacita některých částí přenosové soustavy. Nutnost pro flexibilní provoz jaderné elektrárny může vyvstat v případě, že je v blízkosti jaderné elektrárny provozován další velký zdroj elektrické energie, jako například velký větrný park. Svou roli v přesunu ke

flexibilnímu provozu jaderných elektráren může sehrát také trh s elektřinou. Například v deregulovaných trzích může být vyžadována alespoň minimální schopnost jaderných elektráren být provozována v jistém flexibilním režimu ^[26].

V souvislosti s požadavky na minimální schopnost flexibilního provozu jaderných elektráren je třeba zmínit, že iniciativa European Utility Requirements (EUR) ^[34], týkající se nových elektráren s reaktory generace III a III+ stavěných v Evropě, požaduje jistou míru flexibility založenou na požadavcích síťových operátorů ^[35]. Konkrétní znění požadavků EUR týkající se flexibilního provozu jaderných elektráren je rovněž popsáno níže. Dále může být flexibilní provoz jaderných elektráren za účelem stabilizace sítě finančně podpořen, což může vést nejen ke kompenzacím pro provozovatele, ale také k jeho výdělkům na flexibilním provozu. Na spotových trzích s elektřinou může dále nastat situace, při které se například setká vysoká výroba elektrické energie ze solárních a větrných elektráren s nízkou poptávkou po elektřině, a to vyústí v negativní ceny elektřiny. V takovém případě je žádoucí snížit výkon jaderné elektrárny ^[26].

2.2 Typy flexibilního provozu jaderných elektráren

Jak bylo popsáno výše, flexibilní provoz jaderné elektrárny znamená provoz na výkonu nižším než při provozu v základním zatížení, který obvykle doprovází manévrování spojené se změnami výkonu jaderné elektrárny. Důvodem pro tento komplikovanější provoz jaderné elektrárny je zejména její přispění k udržování stabilního provozu elektrické sítě, již je součástí. Podle konkrétního účelu flexibilního provozu jaderné elektrárny lze formálně rozlišit následující typy flexibilního provozu jaderné elektrárny.

2.2.1 Provoz se sledováním zatížení v síti (load-following)

Účelem provozu se sledováním zatížení v síti je přizpůsobit výrobu elektřiny v jaderné elektrárně tak, aby co nevíce kopírovala průběh měnící se poptávky po elektřině v síti ^[26]. Způsob manévrování jaderné elektrárny je přizpůsoben nejen měnící se poptávce po elektřině v síti, ale také manévrovacím schopnostem jaderné elektrárny. Provoz jaderné elektrárny se sledováním zatížení v síti je obecně dvojího typu. Manévrování jaderné elektrárny může sledovat předdefinované cykly například podle vývoje denního zatížení v síti ^[26], ^[28]. Tyto cykly jsou připraveny v předstihu dnů až týdnů a operátoři jaderné elektrárny se mohou těmito cykly řídit také za uvážení počtu, rychlosti a velikosti změn výkonu jaderné elektrárny ^[26]. V literatuře je tento typ provozu se sledováním zatížení v síti také nazýván jako profilovaný provoz ^[36]. Kromě tohoto plánovaného provozu může nastat také neplánovaný provoz jaderné elektrárny se sledováním zatížení v síti. Tento způsob provozu je vyžádán operátorem elektrické sítě, je nahodilý a vyžaduje reakci na požadavek v řádu minut ^[26]. Neplánovaný provoz jaderné elektrárny se sledováním zatížení v síti může rovněž vyžadovat rychlé změny výkonu až do deseti procent nominálního výkonu za minutu ^[28] a dosažení významných změn ve množství vyráběné elektřiny již během deseti nebo dvaceti minut ^[26]. Takovéto manévrování působí značné nároky na komponenty reaktoru, které jsou mimo jiné vystaveny cyklickému tepelnému namáhání. Operátor reaktoru tak má možnost

požadavek na změnu výkonu odmítnout, pokud je manévr mimo možnosti reaktoru či dovolené intervaly provozních parametrů nebo pokud jej znemožňuje stav komponent reaktoru. Zmíněných požadavků na změnu výkonu může přijít několik za den a jejich přesná podoba není operátorům reaktoru předem známa [26].

2.2.2 Provoz s regulací frekvence v síti

Provoz s regulací frekvence v síti zahrnuje změny v množství elektřiny vyráběné jadernou elektrárnou tak, aby tyto změny přispěly k udržení síťové frekvence v jejím předdefinovaném intervalu [26]. Jak bylo popsáno výše v textu, změny síťové frekvence jsou úzce svázány se změnami zatížení v síti nebo změnami v množství vyrobené elektřiny. Oproti provozu se sledováním zatížení v síti se však provoz s regulací frekvence v síti liší velikostí změn výkonu. Ta je výrazně menší, obvykle v rámci deseti procent nominálního výkonu reaktoru. Díky tomu může jaderná elektrárna být provozována v režimu s regulací frekvence v síti nejen v době provozu na konstantním výkonu, ale za určitých okolností také v době změn výkonu [26]. Mezi typy provozu s regulací frekvence v síti se řadí průběžná regulace frekvence, která probíhá automaticky tak, že v případě snížení síťové frekvence se zvýší výkon jaderné elektrárny a v případě zvýšení síťové frekvence se sníží výkon jaderné elektrárny. Tento provoz zahrnuje většinou malé a pozvolné změny výkonu v důsledku změny zatížení v síti a výjimečně velké změny výkonu způsobené výpadkem velkého zdroje elektřiny či velké části sítě [26]. Dalším typem provozu s regulací frekvence v síti je regulace frekvence mimo předdefinovaný interval. Tento způsob provozu předpokládá snížení výkonu jaderné elektrárny v případě, že síťová frekvence přesáhne maximální přípustnou hodnotu a zvýšení výkonu jaderné elektrárny v případě, že síťová frekvence poklesne pod minimální přípustnou hodnotu. Regulace frekvence mimo předdefinovaný interval může probíhat samostatně nebo jako doplněk k průběžné regulaci frekvence a může vyžadovat reakci v řádu jednotek sekund [26]. Jiným přístupem k provozu s regulací frekvence v síti je regulace frekvence v rámci daného výkonového intervalu. V tomto režimu dochází na základě signálu od síťového řídicího střediska automaticky ke změně výkonu v rámci definovaného intervalu [26].

2.2.3 Další typy flexibilního provozu

Další typy flexibilního provozu jaderné elektrárny se spíše než běžného provozu týkají poruchových stavů v rámci sítě. Například může být nezbytné rapidně snížit výkon jaderné elektrárny v případě, že dojde k poruše elektrického vedení v blízkosti jaderné elektrárny vlivem počasí. Je-li porušena pouze část vedení, pak při zachování výkonu elektrárny dojde k nárůstu toku energie zbylým vedením a může dojít k jeho přetížení. Je-li vlivem poruchy vedení jaderná elektrárna zcela odříznuta od sítě, pak může být její výroba elektřiny využita pouze k pokrytí vlastní spotřeby (House load operation). Provoz jaderné elektrárny pouze za účelem pokrytí relativně velmi nízké vlastní spotřeby vyžaduje výrazné snížení výkonu elektrárny na přibližně dvacet až třicet procent nominálního výkonu, a navíc odvádět přebytek tepelného výkonu bez využití například do kondenzátoru či atmosféry, je-li toto povoleno. Tento způsob provozu je však výhodný, neboť i v době ztráty vnějšího napájení umožňuje pokrýt spotřebu elektřiny v elektrárně samotné, a navíc je během něj udržena elektrárna v provozu, což umožňuje relativně rychlý návrat na požadovaný výkon po opětovném připojení k síti. Tohoto režimu však nejsou všechny elektrárny schopné, a i pokud

ano, pokrývání pouze vlastní spotřeby lze provozovat nanejvýš několik hodin kvůli přetížení kondenzačního systému nebo limitacím rozložení výkonu v aktivní zóně ^[26].

3. Omezující aspekty flexibilního provozu jaderných elektráren

Možnosti flexibilního provozu jaderných elektráren jsou závislé na celé řadě faktorů, mezi něž patří mimo jiné typ reaktoru. Pro zaměření české jaderné energetiky na tlakovodní reaktory je následující text omezen právě na popis fyzikálních a technologických aspektů, které mohou ovlivnit flexibilní provoz tlakovodních reaktorů. Výčet těchto aspektů není absolutní a je do značné míry zjednodušený. Kompletní zhodnocení fyzikálních i technologických aspektů flexibilního provozu jaderných elektráren by zřejmě vyžadovalo přinejmenším rozdělení na jednotlivé modely reaktorů a zapojení specializovaných výpočetních kódů. Namísto toho je tato kapitola zaměřena na popis nejvýznamnějších jevů a procesů, které limitují flexibilní provoz jaderných elektráren, na jejichž základě lze kvantifikovat možnosti flexibilního provozu jaderných elektráren a podle kterých lze následně připravit vstupní údaje pro modelování v nástroji TIMES.

Flexibilní provoz jaderné elektrárny zahrnuje časté změny elektrického výkonu jaderné elektrárny. Změny elektrického výkonu jaderné elektrárny lze dosáhnout pomocí změny průtoku páry, která vstupuje na turbínu. Toho lze docílit změnami v produkci páry v návaznosti na změny výkonu reaktoru, obtokem páry mimo turbínu přímo do kondenzátoru nebo oběma zmíněnými možnostmi současně. Změny výkonu reaktoru pak mohou být provedeny pohybem regulačních tyčí nebo klastrů, šedých tyčí, tedy tyčí vyrobených z materiálu, který oproti materiálu v běžných regulačních tyčích méně absorbuje neutrony, nebo změnou koncentrace kyseliny borité rozpuštěné ve vodě primárního okruhu ^[37].

3.1 Fyzikální aspekty flexibilního provozu reaktoru

Pro účely dalšího popisu fyzikálních aspektů je užitečné využít veličinu zvanou reaktivita. Ta je jednou z nejvýznamnějších veličin, které jsou využívány při popisu fyzikálních aspektů provozu reaktoru. Reaktivita je definována jako relativní odchylka od kritického stavu, kde kritický stav je stav reaktoru, ve kterém je poměr počtu neutronů ve dvou po sobě jdoucích neutronových generacích roven jedné. Je-li reaktor udržován v kritickém stavu, počet neutronů a také výkon reaktoru se v čase nemění. Velikost reaktivity tedy závisí na bilanci neutronů v reaktoru. Ta je navyšována štěpením a snižována únikem neutronů z reaktoru a absorpcí neutronů. Právě na principu neštěpné absorpce neutronů jsou založeny orgány regulace výkonu reaktoru. Ty typicky obsahují bór, avšak mohou být využity i jiné absorbátory. Bór-10, který je silným absorbátorem neutronů, bývá přítomen jak v regulačních tyčích ve formě karbidu, tak v kyselině borité. Právě kvůli zvýšení neštěpné absorpce neutronů je zasunutí regulačních tyčí nebo klastrů nebo zvýšení koncentrace kyseliny borité v reaktoru spojeno s vložením záporné reaktivity a vede ke snížení výkonu reaktoru. Dále následuje podrobnější popis aspektů, se kterými se změny výkonu pojí a které změny výkonu limitují ať už ve smyslu rychlosti změny výkonu, velikosti změny výkonu nebo počtu změn výkonu.

3.1.1 Zpětné vazby

Uvažme změnu reaktivity, která je doprovázena změnou výkonu reaktoru. Změnou výkonu reaktoru dochází ke změně vývinu tepla v aktivní zóně, a tím také ke změně teploty jednotlivých komponent aktivní zóny. Nejdříve se projeví změna teploty jaderného paliva, prakticky okamžitě po změně výkonu reaktoru. Změnou teploty jaderného paliva dochází ke změně šířky rezonancí ve funkci mikroskopického účinného průřezu pro radiační záchyt, resp. štěpení na složkách jaderného paliva uranu 238, resp. uranu 235^[38]. Rozšíření rezonancí vede ke zvýšení reakčních rychlostí daných reakcí^{[39], [40]}. Jaderné palivo používané v jaderných elektrárnách je nízko-obohacené, převládá v něm tedy izotop uranu 238, na jehož jádrech probíhá neštěpný radiační záchyt. V důsledku poměru uranu 238 a uranu 235 v jaderném palivu a hodnot mikroskopických účinných průřezů daných reakcí je častější reakcí neštěpný radiační záchyt a dopplerovské rozšíření rezonancí tak umocňuje význam neštěpného záchyty oproti štěpení^[40]. Celkově tedy zvýšení teploty paliva svázané se zvýšením výkonu reaktoru má za následek zhoršení neutronové bilance, snížení reaktivity, a v důsledku tohoto jevu také limitaci rychlosti zvyšování výkonu a vyžaduje adekvátní reakci regulačních orgánů^[41]. Tento jev je označován jako negativní teplotní zpětná vazba paliva. V případě snižování výkonu probíhá analogický proces a negativní teplotní zpětná vazba paliva má tendenci reaktivitu zvyšovat.

Vyprodukované teplo poté přestupuje do chladiva, resp. moderátoru aktivní zóny. Moderátory jsou definované jako materiály, které mají vysoký účinný průřez pro rozptyl neutronů, nízký účinný průřez pro absorpci neutronů a vysokou ztrátu energie neutronu při srážce s jeho jádrem^[41]. Kapalně moderátory reagují na zvýšení teploty tak, že se jejich hustota sníží. Snížení počtu jader moderátoru v jednotce objemu má za následek snížení moderačních vlastností moderátoru, ale také jeho schopnosti absorbovat neutrony. Na jedné straně tak stojí negativní vliv na reaktivitu v podobě zhoršené moderace a na straně druhé kladný vliv snížené parazitní absorpce neutronů na moderátoru. Současné jaderné reaktory jsou konstruovány tak, aby byla jejich celková zpětná vazba záporná a plnila tak roli stabilizace systému^{[41], [42]}. Tento požadavek se pak také přenáší na teplotní zpětnou vazbu moderátoru. Aby jej mohlo být dosaženo, jsou aktivní zóny podmoderované, tedy množství vody v kanálech mezi palivovými proutky nestačí k optimální moderaci. Dojde-li pak ke snížení hustoty moderátoru, ještě více se prohloubí efekt nedostatečné moderace^[41]. Nedostatečná moderace poté způsobuje posun neutronového spektra v aktivní zóně směrem k vyšším energiím neutronů, což snižuje pravděpodobnost úniku rezonančnímu záchytu^[43] a reakční rychlost štěpení^[40]. Současně je při posunu neutronového spektra do vyšších energií a snížené hustotě moderátoru vyšší pravděpodobnost, že neutron z aktivní zóny unikne a nebude se tak podílet na štěpení^[43]. Celkově efekty spojené se zhoršenou moderací v současných tlakovodních reaktorech převládají nad efekty plynoucími ze snížené parazitní absorpce neutronů a v takových systémech je dosaženo záporného teplotního koeficientu moderátoru. Během flexibilního provozu reaktoru je nutné zpětné vazby kompenzovat pomocí orgánů regulace výkonu^[27].

3.1.2 Otrava štěpnými produkty

Štěpením jader v jaderném palivu vzniká velké množství krátkodobých štěpných produktů. Jeden z nich je však pro svůj vliv na reaktorovou dynamiku pravidelně měřen a vyhodnocován. Tím je izotop xenonu-135^[44]. Xenon-135 vzniká v malé míře přímo štěpením jader (s výtěžkem 0,3 procenta), zejména však nepřímo rozpadem jódu-135 (s výtěžkem 6,2 procent) při poločasu rozpadu 6,57 hodin a rozpadá se na cesium-135 při poločasu rozpadu 9,14 hodin^[44]. Jód-135 pak vzniká rozpadem telluru-135 s poločasem rozpadu 19 sekund, tj. velmi krátce po samotném štěpení. Xenon-135 má extrémně vysoký mikroskopický účinný průřez pro zachyt tepelného neutronu a současně velmi vysoký celkový výtěžek ze štěpení jader uranu 235. Tato kombinace parametrů činí xenon-135 významným neutronovým jedem, který může za určitých provozních okolností vázat velké množství reaktivity, a který svým účinkem na reaktivitu převyšuje jiné neutronové jedy o několik řádů. Během dlouhodobého provozu jaderného reaktoru na konstantním výkonu se ustanoví rovnovážná koncentrace jader xenonu-135. Ta je dána rovnováhou mezi přírůstkem jader xenonu-135 zejména rozpadem jódu-135 a úbytkem jader xenonu-135 jejich rozpadem a vyhoříváním. V případě, že dojde k rapidnímu a významnému snížení výkonu reaktoru, výrazně se sníží vliv vyhořívání na úbytek jader xenonu-135. Protože stále dochází k jejich vzniku rozpadem jader jódu-135, jejich koncentrace v aktivní zóně narůstá a roste také reaktivita, která je jimi vázána. Tento efekt je znám jako xenonová otrava^[44] nebo jódomá jáma^[45]. Závažnost xenonové otravy reaktoru se odvíjí od rychlosti a míry změny výkonu, přičemž platí, že čím pomaleji je výkon snižován a čím menší je rozdíl mezi hladinami výkonu před a po snížení, tím nižší je vliv xenonové otravy. Další strategií, která napomáhá vypořádat se s vlivem xenonových transientů, je setrvání na konstantní hladině výkonu několik hodin po snížení výkonu. Například specifikace k designu AP1000 udávají, že v rámci provozu reaktoru se sledováním zatížení v síti by po snížení výkonu měla následovat perioda konstantního výkonu po dobu dvou až deseti hodin^[46]. Obdobně francouzská zkušenost s flexibilním provozem jaderných elektráren ukazuje setrvání na konstantní výkonové hladině po snížení výkonu po dobu tří až šesti hodin. Setrvání na konstantní výkonové hladině po snížení výkonu je v tomto případě konzervativní praxí, která vede ke omezení ale také zjednodušení flexibilního provozu reaktoru a poskytuje čas na překonání xenonových transientů, jako jsou zvýšení koncentrace xenonu a xenonové prostorové oscilace^[46], které jsou popsány níže.

Jediným zástupcem mezi dlouhodobými či stabilními štěpnými produkty, jehož vliv na reaktivitu je zohledňován samostatně, je samarium-149^[44]. Oproti xenonu-135 se samarium-149 zásadně liší v několika vlastnostech. Samarium-149 vzniká s nižším celkovým výtěžkem 1,3 procenta a má výrazně nižší mikroskopický účinný průřez, díky čemuž je jeho vliv na vázání reaktivity výrazně nižší. Oproti xenonu-135 je však samarium-149 stabilním izotopem, a proto jedinou možností, jak se jej zbavit, je vyhoříváním. Také s vlivem samaria-149 je nutné počítat při flexibilním provozu reaktoru, avšak s výjimkou najíždění reaktoru po několikadenní odstavce je jeho vliv, v porovnání s vlivem xenonu-135, nízký^[40].

3.1.3 Prostorové xenonové oscilace

Kromě xenonové otravy se xenon-135 podílí ještě na jiném efektu, který má negativní destabilizační vliv na provoz reaktoru. Tím jsou prostorové xenonové oscilace. Vznik prostorových xenonových oscilací se váže na jistou počáteční odchylku v distribuci výkonu reaktoru napříč aktivní zónou. Ta může, ve vztahu k flexibilnímu provozu reaktoru, být způsobena například pohybem řídicích tyčí nebo klastrů. Uvažme příklad, kdy dojde k částečnému zasunutí řídicích tyčí do aktivní zóny za účelem snížit výkon reaktoru. Tím dojde k posunu distribuce výkonu v aktivní zóně tak, že v horní části aktivní zóny se zasunutými regulačními tyčemi vznikne oblast s nižším výkonem a ve spodní části vznikne oblast s vyšším výkonem. V horní části aktivní zóny pak vyhořívá xenon-135 pomaleji než ve spodní části, což v čase ještě umocňuje rozdíl v distribuci výkonu mezi oběma částmi aktivní zóny. Vyšší výkon ve spodní části aktivní zóny však také vede k tamějšímu nárůstu koncentrace jódu-135, v horní části koncentrace jódu-135 naopak klesá. Jakmile se však jód-135 naakumuluje v dostatečném množství, jeho následná přeměna na xenon-135 vede k utlumení výkonu ve spodní části reaktoru. Současně dochází k nárůstu výkonu v horní části aktivní zóny, kde se mezitím ustavila nižší koncentrace xenonu-135. Pokud nedojde k zásahu, tento proces se může opakovat s periodou patnácti až třiceti hodin ^[47]. Xenonové oscilace mohou mít divergentní charakter, v čase navyšovat nevyrovnání výkonu v částech aktivní zóny a potenciálně vést až k odstavení reaktoru ^[47]. Xenonové oscilace proto působí další výzvu, které je nutné čelit při flexibilním provozu jaderných elektráren, a systémy jejich kontroly při flexibilním provozu reaktoru jsou předmětem studií a modelování ^{[48], [49], [50]}. Podle ^[51] jsou prostorové xenonové oscilace jedním z nejvýznamnějších faktorů, které ztěžují provoz tlakovodních reaktorů se sledováním zatížení v síti.

3.1.4 Vlivy spojené s průběhem kampaně

Během vyhořívání paliva v jaderném reaktoru se mění izotopické složení paliva. Od zavezení paliva do aktivní zóny se snižuje hustota atomů uranu-235 v důsledku jeho štěpení či přeměny na uran-236. Na uranu-238 probíhá záchyt neutronu a v důsledku beta přeměny na neptunium-239 a jeho následné přeměny vzniká plutonium-239. To je v reaktoru rovněž štěpeno či přeměňováno na plutonium-240. Obdobnými kaskádami přeměn vznikají i vyšší aktinidy. Celkově však v průběhu kampaně dochází ke snižování zásoby reaktivity v aktivní zóně. Aby mohla být aktivní zóna provozována po žádanou dobu, musí být aktivní zóna zkonstruována s jistým přebytkem reaktivity. Během kampaně je nutné se s tímto přebytkem reaktivity vypořádat sadou mechanismů, do níž patří polohování regulačních tyčí nebo klastrů, dávkování kyseliny borité nebo použití vyhořívajících absorbátorů ^{[40], [45]}. Jak se kampaň blíží ke svému konci, regulační tyče nebo klastry jsou vytahovány do vyšších poloh, koncentrace kyseliny borité je snižována a vyhořívající absorbátory jsou vyhoříváním přeměněny na jádra s nízkým účinným průřezem pro absorpci neutronu. Zejména první dvě zmíněné změny v aktivní zóně však mají negativní vliv na schopnost flexibilního provozu jaderné elektrárny, neboť omezují její prostor pro manévrování ^[27]. Konkrétně nízká koncentrace kyseliny borité na konci kampaně je dle ^[51] jednou z největších výzev provozu tlakovodních reaktorů, protože činí zvyšování výkonu neproveditelným. Dále po výrazném snížení zásoby reaktivity na konci kampaně může být komplikované snížit výkon reaktoru dle

požadavků sítě a současně neztratit kritičnost vlivem xenonové otravy^[46]. Také schopnost snižovat výkon se tedy během kampaně mění. Například francouzské reaktory jsou schopny během prvních 65 procent kampaně snižovat výkon z nominálního výkonu až na 20 procent nominálního výkonu. Poté tato hranice minimálního výkonu lineárně roste až na 86 procent během posledních 5 – 20 procent kampaně, v závislosti na konkrétním designu^[46]. Principiálně je možné tento problém eliminovat častější výměnou paliva, ta je však spojena mimo jiné s negativními ekonomickými důsledky^[46].

3.1.5 Interakce paliva s pokrytím (Pellet-Cladding Interaction – PCI)

Základními součástmi palivového proutku jsou pokrytí palivového proutku a palivové pelety. Palivové pelety jsou během kompletace palivového proutku vsunuty do trubky, vyrobené ze zirkoniové slitiny, a mezi vnějším průměrem pelety a vnitřním průměrem trubky zůstává předdefinovaná mezera o šířce asi sta mikronů^[52]. Během provozu reaktoru se palivový proutek vypořádává s řadou mechanických, chemických, radiačních i tepelných vlivů, které se mohou navzájem umocňovat. Mezi tyto vlivy se řadí například napuchání palivových pelet (swelling), vznikající v důsledku hromadění štěpných produktů v peletách a tlakováním dutin vznikajícími plyny, creep palivového pokrytí neboli pomalá deformace pokrytí pod mezí kluzu v důsledku působícího napětí zevnitř nebo vně palivového proutku a mnoho dalších^{[52], [53]}. Vlivem tepelné roztažnosti a napuchání pelet z jedné strany a creepu pokrytí ze strany opačné může dojít k uzavření mezery mezi palivem a pokrytím a tedy k mechanickému kontaktu paliva s pokrytím (Pellet-Cladding mechanical interaction – PCMI)^[26]. Mechanický kontakt paliva s pokrytím indukuje napětí v pokrytí. Toto napětí se může měnit v závislosti na výkonu prostřednictvím tepelné roztažnosti palivové pelety^[26], neboť většina tepelná energie vzniklé štěpením paliva je v důsledku zpomalování štěpných trosk deponována prakticky okamžitě a v místě štěpení. Zároveň je jeho prostřednictvím umožněna chemická interakce pokrytí s řadou agresivních štěpných produktů obsažených v palivových peletách, jakým je například jód. Korozivní působení agresivních štěpných produktů je významně urychleno napětím koncentrujícím se v pokrytí a v důsledku může vést k tzv. koroznímu praskání pokrytí pod napětím^{[26], [52]}.

Kontakt paliva s pokrytím tedy může způsobit, že pokrytí popraská a dojde k uvolnění radioaktivních štěpných produktů do chladiva primárního okruhu. K tomuto většinou dochází během zvyšování výkonu reaktoru, který během provozu reaktoru v základním zatížení nastává nejčastěji při najíždění reaktoru. Při flexibilním provozu reaktoru jsou však změny výkonu častější a také mohou být lokálně výraznější nebo cyklické, což může zvýšit pravděpodobnost poškození palivového pokrytí^{[26], [54]}. Dále může být interakcí paliva s pokrytím omezena rychlost zvyšování výkonu. Hrozí-li překročení jisté úrovně napětí v pokrytí, při kterém by hrozilo jeho popraskání, pak je nutné zvyšování výkonu omezit tak, aby napětí v pokrytí způsobené tepelnou roztažností pelety stihl kompenzovat creep pokrytí směrem od pelety, který je tímto napětím vyvolán^[52]. V minulosti byly vyvinuty návody k výkonovým manévřům reaktoru (power maneuvering guidelines), jejichž účelem je určit, jaké změny výkonu nejsou přípustné kvůli přílišnému nárůstu napětí v pokrytí a možnosti jeho popraskání^[54]. Tyto návody vznikly na základě experimentů se vzorky palivových proutků v testovacích reaktorech a trendů ve výsledcích poskytnutých výpočetními kódy a

dále byly upravovány podle skutečných selhání palivového pokrytí v důsledku interakce s palivem ^[52]. Dle ^[26] se na základě provozních zkušeností ukázalo, že v případě dodržování návodů k řízení palivových strategií a zmíněných návodů k výkonovým manévřům se riziko poškození palivového pokrytí během flexibilního provozu reaktorů významně snížilo. Objevují se však komentáře, které naznačují, že zmíněné návody obsahují prostor pro zlepšení ^[52], ^[54]. Během tvorby zmíněných návodů bylo třeba bilancovat úroveň ochrany a úroveň flexibility reaktoru, přičemž vzhledem k jejich empirickému charakteru mohlo být dosaženo pouze omezeného úspěchu. Selhání palivového pokrytí v důsledku interakce s palivem totiž stále mohou nastat, byť se sníženou pravděpodobností, a v některých situacích může být flexibilita reaktoru v manévrování omezena více, než by bylo z pohledu bezpečnosti nutné ^[52]. Objevují se proto snahy o vývoj nových metod, které mají pravděpodobnost selhání pokrytí v důsledku interakce s palivem ještě snížit, a to při zachování flexibility v manévrovatelnosti reaktoru. Mezi takové metody patří například systém popsáný v dokumentu ^[52], který má poskytovat diagnostiku a predikci vývoje stavu paliva a selhání pokrytí a umožňovat operátorovi reaktoru podat informaci o možnostech paliva před provedením výkonového manévru.

3.2 Technické aspekty flexibilního provozu reaktoru

3.2.1 Tepelné namáhání a únava materiálu komponent

Jak již bylo zmíněno, změny výkonu elektrárny jsou spojeny buď se změnou výkonu reaktoru a související produkce páry nebo odklonem části páry pryč od turbíny. V obou těchto případech souvisejí změny výkonu elektrárny se změnou tepelného namáhání různých komponent elektrárny. Kovové materiály při vystavení cyklickým změnám zatížení, přesahují-li toto zatížení dané limity, ztrácejí svou odolnost. Tento jev je označován jako únava materiálu a může vyústit až ve strukturální poškození materiálu ^[26], ^[27]. Je zřejmé, že během flexibilního provozu jaderné elektrárny dochází ke změnám tepelného namáhání různých komponent častěji než v případě provozu v základním zatížení. Mezi komponenty primárního okruhu, které byly identifikovány jako nejvíce náchylné na tepelné namáhání, se řadí potrubí sprchování kompenzátoru objemu a jeho připojení ke smyčce primárního okruhu, trysky a vstup do parogenerátoru ^[26], ^[27]. Zejména tyto komponenty musejí být proto odpovídajícím způsobem dimenzovány na tepelné namáhání umocněné flexibilním provozem elektrárny. Pro flexibilní provoz jaderné elektrárny je předpokládán jistý počet cyklů změn výkonu, který se liší v závislosti na amplitudě změny výkonu ^[26], ^[27]. Dimenzování komponent je pak svázáno s odhadem počtu cyklů, které jsou schopny tyto komponenty vydržet a který musí být o daný počet větší než je počet předpokládaného počtu cyklů změn výkonu ^[26]. Současně však pouze malé změny parametrů elektrárny obvykle prakticky nepřispívají k únavě materiálu a dle ^[27] existují režimy v rámci flexibilního provozu elektrárny, které údajně nepřispívají k únavě materiálu. Mezi tyto režimy se řadí například regulace frekvence ^[27]. V případě komponent, které trpí tepelným namáháním, probíhá jejich monitoring a testování a v případě potřeby není v principu problém je vyměnit ^[26], ^[27].

Dalším jevem, který může přispět k únavě materiálu, jsou vibrace různých komponent. Ty mohou být buzeny různými zdroji, typicky periodickým pohybem mechanických komponent

nebo průtokem tekutin. Komponenty bývají optimalizovány pro provoz elektrárny v základním zatížení, během flexibilního provozu elektrárny tak může riziko závažných vibrací některých komponent vzrůst, a proto je třeba jejich chování analyzovat pro různé hodnoty výkonu elektrárny ^[55].

3.2.2 Koroze a eroze komponent a nadužívání chemických systémů

Během flexibilního provozu jaderných elektráren může být nezbytné měnit průtok tekutin v různých systémech. Zvýšení průtoku pak může mít za následek urychlení koroze materiálů v těchto systémech ^[26]. Kromě degradace materiálu korodovaných komponent se mohou korozní částice usazovat v jiných komponentách a negativně tak ovlivňovat jejich činnost nebo životnost. Například ve Francii byl pozorován negativní vliv korozních nečistot na těsnění cirkulačních čerpadel nebo parogenerátor ^[26]. Omezování negativních vlivů průtokem urychlené koroze je nutné řešit úpravou designu nebo chemického programu ^[26].

Chemické systémy mohou být rovněž více zatíženy vlivem častější regulace výkonu prostřednictvím kyseliny borité. Například vnos kladné reaktivity ředěním koncentrace kyseliny borité vyžaduje řádově tuny demineralizované vody a odpovídající množství vody musí být z primárního okruhu vypuštěno ^[37]. Tato voda vyžaduje úpravu před dalším zpracováním a tato úprava může vést ke zvýšeným nárokům na zpracování kapalného radioaktivního odpadu ^{[37], [56]}.

3.2.3 Opotřebení komponent

Opotřebení komponent zvláště flexibilním provozem jaderné elektrárny se týká zejména aktivních komponent. Příkladem takových aktivních komponent jsou například regulační tyče a jejich řídicí mechanismy. V případě regulace výkonu reaktoru prostřednictvím regulačních tyčí může dojít ke zkrácení životnosti těchto komponent. Dále v případě regulace výkonu jaderné elektrárny obtokem turbíny může dojít k významnému opotřebení obtokových potrubí a komponent kondenzátoru a také uzavíracích ventilů pro přívod páry na turbínu ^[26].

4. Kvantifikace možností změn výkonu jaderné elektrárny

Z popisu fyzikálních a technických aspektů flexibilního provozu jaderných elektráren vyplývá, že pro flexibilní provoz jaderných elektráren existuje řada omezení, která je nutné důkladně analyzovat nejen z pohledu skutečných schopností jaderných elektráren manévrovat, ale také z pohledu bezpečnostních hodnocení. Zmíněné fyzikální i technické aspekty závisejí na množství faktorů, mezi něž patří například typ i model reaktoru, typ paliva, jakost a stárnutí komponent a řada dalších, a navíc se mohou vzájemně ovlivňovat. Dále může být využita řada přístupů, jak se s omezujícími aspekty flexibilního provozu vypořádat. Mezi nimi lze jmenovat například sledování návodů k výkonovým manévřům reaktoru nebo využití různých programů, jejichž účelem je například sledování a predikce chování paliva při výkonových manévřech nebo kontrola prostorových xenonových oscilací. Obecně je tak kvantifikace možností změn výkonu jaderné elektrárny v rámci jejího flexibilního provozu komplexním a složitým problémem, který zřejmě vyžaduje řadu specializovaných nástrojů. Z tohoto důvodu je dále upuštěno od pokusů kvantifikovat možnosti změn výkonu jaderné elektrárny pouhým odhadem či jednoduchými výpočty na základě výše provedeného popisu omezujících fyzikálních a technických aspektů flexibilního provozu jaderných elektráren. Namísto toho následuje několik odstavců, které mají za cíl shrnout, jak je kvantifikace možností změn výkonu jaderné elektrárny popsána v literatuře. Na základě těchto odstavců pak bude rovněž možné převzít vstupní údaje do modelovacího nástroje TIMES. Pro převzetí číselných údajů o možnostech flexibilního provozu jaderných elektráren se nabízí vyjít buď z historických zkušeností s flexibilním provozem jaderných elektráren nebo z požadavků na schopnost flexibilního provozu jaderných elektráren s reaktory generace III, resp. III+ a jejich skutečné schopnosti flexibilního provozu dle technické dokumentace.

4.1 Německá a francouzská zkušenost s flexibilním provozem

Kvantifikace možností změn výkonu jaderných elektráren v Německu i Francii je realizována třemi hlavními parametry. Těmi jsou rychlost změny výkonu jaderné elektrárny, resp. reaktoru a kombinace velikosti změny výkonu reaktoru s frekvencí změny výkonu reaktoru v dané velikosti. Německá zkušenost vychází z provozu reaktorů Konvoi, které musely podstoupit řadu úprav jak po stránce technologické, tak provozní, jako například vylepšení řídicího systému, optimalizace palivových vsázek či využití pokročilého designu paliva [26]. Výsledkem pak byla možnost změn výkonu až o 70 - 80 % nominálního elektrického výkonu elektrárny s rychlostí změny výkonu 2 % nominálního elektrického výkonu elektrárny za minutu v rámci provozu elektrárny se sledováním zatížení v síti. Dále pak možnost změn výkonu o 8 % nominálního elektrického výkonu elektrárny s rychlostí změny výkonu 60 % nominálního elektrického výkonu elektrárny za minutu pro provoz elektrárny s řízením síťové frekvence. Konečně pak možnost sjetí na minimální hodnotu zatížení elektrárny v případě, že ceny elektřiny dosáhnou záporných hodnot pro nadprodukcí z obnovitelných zdrojů energie [26]. V závislosti na velikosti změny výkonu byl pak kvůli cyklickému zatěžování komponent elektrárny definován maximální počet cyklů, kterými může elektrárna během svého života projít. Maximální počet cyklů pro různé výkonové hladiny je zobrazen v tabulce 1.

Cyklus (% nominálního výkonu reaktoru)	Počet cyklů
10 (skoková změna výkonu)	100000
100 - 80 – 100	100000
100 - 60 – 100	15000
100 - 40 – 100	1200
100 - 20 – 100	1000
100 - 0 – 100	400

Tabulka 1: Omezení cyklických změn výkonu reaktoru Konvoi během života reaktoru [26]

Z tabulky 1 je patrné, že čím větší je změna výkonu v rámci cyklu, tím méně cyklů je kvůli vyššímu namáhání komponent dovoleno provést. Počet dovolených cyklů přitom s většími změnami výkonu klesá velmi rychle. Je-li uvažována životnost reaktoru Konvoi 40 let^[57], pak cyklů se snížením výkonu na 80 % nominálního výkonu reaktoru lze provést maximálně 2500 ročně, kdežto cyklů se snížením výkonu na 20 % nominálního výkonu reaktoru pouze maximálně 25 ročně.

Francouzská zkušenost se pak opírá o stejné parametry, konkrétní hodnoty se však oproti německým reaktorům liší. Provoz reaktorů s primárním řízením frekvence požaduje změny výkonu do 2 % nominálního výkonu reaktoru v řádu sekund a provoz se sekundárním řízením frekvence žádá změny výkonu do 5 % nominálního výkonu reaktoru v řádu minut. Tento druh flexibilního provozu může být realizován bez omezení na počet cyklů. Provoz se sledováním zatížení v síti je pak dělen do dvou profilů. První profil, označovaný jako „obvyklý“ nebo „lehký“ provoz se sledováním zatížení v síti, je charakterizován změnou výkonu do 60 % nominálního výkonu reaktoru. Druhý profil, označovaný jako „neobvyklý“ nebo „hluboký“ provoz se sledováním zatížení v síti využívá změnu výkonu větší než do 60 % nominálního výkonu, avšak ne větší než do 20 – 30 % nominálního výkonu reaktoru, dle hodnoty minimálního zatížení bloku^[27]. V případě „lehkého“ profilu provozu se sledováním zatížení v síti není udáno žádné omezení na počet cyklů. V případě „hlubokého“ profilu provozu se sledováním zatížení v síti je pak definována maximální doba snižování výkonu na 30 minut a smějí být provedeny maximálně dva takové cykly denně^{[26], [56]}. Provoz se sledováním zatížení v síti o výše popsaných parametrech navíc smí být využíván pouze v 80 % cyklu^[27]. Perioda stabilizace výkonu pak má trvat minimálně dvě hodiny^[26].

4.2 Požadavky na flexibilní provoz dle EUR

V devadesátých letech dvacátého století byly formulovány společné požadavky evropských elektrárenských společností pokrývající různé aspekty designu či provozu nových jaderných reaktorů, stavěných v Evropě^{[27], [58]}. Tato iniciativa je označována jako European Utility Requirements (EUR). Kapitola 3 druhého svazku EUR se věnuje síťovým požadavkům a obsahuje mimo jiné požadavky na flexibilní provoz jaderných elektráren^{[58], [59]}. Přepis konkrétního znění požadavků EUR je následující.

- Reaktorový blok musí být schopen průběžného provozu mezi 50 a 100 % svého nominálního výkonu. Standardní design reaktoru může umožňovat průběžný provoz i na nižším výkonu, typicky na hodnotách do 20 % nominálního výkonu.
- Provoz s primárním řízením síťové frekvence je povinný, a má být realizován alespoň v intervalu ± 2 % nominálního výkonu reaktoru. Přitom může být dohodnut širší interval změny výkonu, nikoliv však vyšší než ± 5 % nominálního výkonu reaktoru.
- Reaktorový blok má být schopen dosáhnout změny výkonu až po krajní hodnoty intervalu pro provoz s primárním řízením síťové frekvence do 30 sekund.
- Provoz se sekundárním řízením síťové frekvence je volitelný. Pokud je využíván, má být realizován v intervalu do ± 10 % nominálního výkonu reaktoru.
- Provoz se sledováním zatížení v síti je volitelný. Jedna změna zatížení je definována poklesem výkonu elektrárny následovaným periodou konstantního výkonu a následně opětovným navýšením výkonu. Je-li provoz se sledováním zatížení v síti využíván, elektrárna má být schopna plánovaných i neplánovaných změn výkonu během 90 % palivového cyklu. Toto omezení je platné kvůli stavu paliva na konci cyklu. Provozu se sledováním zatížení v síti má být dosaženo bez nutnosti změn v koncentraci kyseliny borité v primárním chladivu.
- V případě provozu se sledováním zatížení v síti má být reaktorový blok schopen změn výkonu až po minimální zatížení bloku (typicky 20 – 30 % nominálního výkonu)
- Reaktorový blok má být v případě provozu se sledováním zatížení v síti schopen projít dvěma cykly za den, pěti za týden a dvěma sty za rok.
- Je-li reaktorový blok začleněn mezi zdroji schopnými nouzových změn výkonu v případě havarijních stavů sítě, pak má být schopen sjetí na hodnotu minimálního zatížení bloku rychlostí změny výkonu 20 % nominálního výkonu za minutu. Stanovení této hodnoty vychází z předpokladu, že této akce není zapotřebí vícekrát než jednou za pět let.
- Reaktorový blok se může podílet na obnovení provozu v síti. V takovém případě má být schopen skokového zvýšení výkonu do 10 % nominálního výkonu ^{[27], [58]}.

Obdobné sady požadavků jsou definovány rovněž pro reaktory ve Spojených státech amerických nebo v Rusku ^{[26], [27]}.

4.3 Schopnost flexibilního provozu jaderných elektráren dle technické dokumentace

Do jaké míry jaderné elektrárny vyhovují požadavkům na jejich flexibilní provoz, lze vyčíst z jejich technické dokumentace. Následující část textu je zaměřena na popis možností flexibilního provozu elektráren s reaktory EPR, AP1000 a APR-1400 jakožto modelů účastníků tendru na dostavbu jaderné elektrárny Dukovany a elektrárny s malými modulárními reaktory NuScale.

4.3.1 EPR

Schopnosti flexibilního provozu reaktoru EPR vycházejí z francouzské zkušenosti s flexibilním provozem starších jaderných elektráren. Provoz se sledováním zatížení v síti je dle zaběhnutého vzoru dělen do dvou definovaných profilů. V profilu „lehkého“ provozu se sledováním zatížení v síti, při kterém je výkon reaktoru snižován do úrovně 60 % nominálního výkonu, má rychlost změny výkonu dosahovat až 5 % nominálního výkonu reaktoru za minutu [60], [61]. Tohoto má být dosaženo při minimalizaci změny teploty komponent, čímž v důsledku není významně snižována jejich životnost a zřejmě tak není tento režim nutné omezovat počtem cyklů [60], [61]. V profilu „hlubokého“ provozu se sledováním zatížení v síti dochází ke snížení výkonu pod 60 % nominálního výkonu až na 25 % nominálního výkonu [60], [62]. Rychlost změny výkonu smí v tomto případě dosahovat 2,5 % nominálního výkonu za minutu [60], [63]. K využití tohoto profilu smí dojít nejvýše dvakrát denně [64]. V případech obou profilů je jejich realizace umožněna v 80 % palivového cyklu [60]. Kromě provozu se sledováním zatížení v síti jsou pro reaktory EPR definovány režimy provozu s řízením síťové frekvence. Primární řízení síťové frekvence probíhá v intervalu $\pm 2,5$ % nominálního výkonu reaktoru, je řízeno automaticky a je díky změně výkonu o rychlosti 1 % nominálního výkonu za sekundu téměř okamžitě [60], [62]. Sekundární řízení síťové frekvence je pak také děleno do dvou profilů podle toho, na jakém výkonu je sekundární řízení síťové frekvence prováděno. Mezi 60 % a 100 % nominálního výkonu může být sekundární řízení síťové frekvence prováděno se změnami výkonu do ± 10 % nominálního výkonu při rychlosti 2 % nominálního výkonu za minutu. Do 60 % nominálního výkonu je pak sekundární řízení síťové frekvence omezeno na změny výkonu do $\pm 4,5$ % nominálního výkonu při rychlosti 1 % nominálního výkonu za minutu [62]. Kromě předchozího je reaktor EPR schopen provozu pouze za účelem pokrytí vlastní spotřeby (house load operation), který následuje po 100 % ztrátě zatížení (load rejection) [63].

4.3.2 AP1000

Reaktor AP1000, podobně jako reaktor EPR, využívá k usnadnění flexibilního provozu šedé tyče, tedy tyče vyrobené z materiálu, který oproti materiálu v běžných regulačních tyčích méně absorbuje neutrony. V důsledku tohoto také méně deformují axiální rozložení výkonu v aktivní zóně a distribuci xenonu-135. Využití šedých tyčí tedy také limituje negativní efekty spojené se změnami koncentrace xenonu-135 v aktivní zóně [27]. Dle dokumentace k AP1000 využití šedých tyčí umožňuje reaktoru flexibilní provoz se sledováním zatížení v síti bez nutnosti měnit koncentraci kyseliny borité v primárním chladiči a nezvyšovat tak nároky na chemické systémy elektrárny [65], [66]. Konkrétně jsou manévrovací schopnosti elektrárny s reaktorem AP1000 v rámci flexibilního provozu následující. Elektrárna je mezi 15 % a 100 % nominálního výkonu schopna reagovat na skokové změny zatížení do ± 10 % nominálního výkonu a postupné změny zatížení o rychlosti 5 % nominálního výkonu za minutu [67], [68]. Pro provoz s regulací síťové frekvence je uvažována flexibilita v rámci ± 10 % nominálního výkonu s rychlostí změny výkonu 2 % nominálního výkonu za minutu. Takových změn výkonu je dovoleno 35 za den. V tomto případě je však nutné dodat, že takto definovaný režim provozu s regulací síťové frekvence neodpovídá požadavku EUR na rychlost změny výkonu při provozu s regulací síťové frekvence. Ta by měla dle požadavku EUR být alespoň dvojnásobná.

V možnostech elektrárny s reaktorem AP1000 však je provést regulaci síťové frekvence dle požadavků EUR, jak lze usuzovat například z možnosti změny zatížení o rychlosti 5 % nominálního výkonu za minutu. Navíc reaktor AP1000 již obdržel certifikaci o splnění požadavků EUR, musí tedy splňovat také požadavek na provoz s regulací síťové frekvence. Pro provoz se sledováním zatížení v síti pak bylo vyhodnoceno několik profilů, kterými je možné realizovat denní cyklus v podobě 100 – 50 – 100 % nominálního výkonu ^{[66], [68]}. Uvádí se, že tyto cykly je možné realizovat během 90 – 95 % palivového cyklu ^{[65], [66]}. AP1000 je rovněž schopný vypořádat se se 100 % ztrátou zatížení (load rejection) a s přechodem k provozu pouze za účelem pokrytí vlastní spotřeby (house load operation) ^[67].

4.3.3 APR-1400

Pro reaktor APR-1400 je v rámci designu hodnoceno několik režimů, které lze chápat jako režimy flexibilního provozu elektrárny. Uvádí se, že v rámci reaktorového designu i schopnostech řídicích systémů byly uvažovány denní cykly se změnou výkonu v rozmezí 100 – 50 – 100 % nominálního výkonu. Konkrétní realizace těchto cyklů byla uvažována následujícím způsobem. 10 až 16 hodin je udržována konstantní hodnota nominálního výkonu. Poté je během dvou hodin výkon snížen na 50 % nominálního výkonu a je udržována 4 až 10 hodin. Na konec je opětovně během dvou hodin výkon zvýšen zpět na nominální výkon ^[69]. Takových cyklů smí proběhnout 22000 během 60 let životnosti elektrárny, tedy 366 za rok. Reaktor má být dále schopen zvládnout skokové změny zatížení elektrárny o až ± 10 % nominálního výkonu. Toto kritérium slouží jako obálka pro hodnocení efektů, které mohou nastat jako důsledek změny parametrů páry v sekundárním okruhu. Těchto skokových změn výkonu elektrárny je během šedesátileté doby životnosti elektrárny dovoleno 1500000, tedy 25000 za rok a 68 za den ^[69]. Dále má být možné provádět skokové změny výkonu turbíny o maximálně 10 % výkonu elektrárny v intervalu 15-100 % výkonu elektrárny. Takových změn výkonu má během života elektrárny proběhnout maximálně 3200, tedy 53 za rok. Mezi 15 a 100 % výkonu elektrárny je možné měnit výkon na turbíně rychlostí 5 % výkonu elektrárny za minutu. Takových změn výkonu je možné provést rovněž 3200 během života elektrárny. Jednou ročně se pak je elektrárna s reaktorem APR-1400 schopna vypořádat s náhlou ztrátou zatížení obtokem turbíny (load rejection) až po 50 % výkonu elektrárny. Jiné zdroje však uvádějí, že APR-1400 je schopen vypořádat se i se 100 % ztrátou zatížení ^{[70], [71]}. Na tu pak navazuje další z režimů flexibilního provozu reaktoru APR-1400, provoz pouze za účelem pokrytí vlastní spotřeby (house load operation) ^{[69], [72], [73]}. V dokumentaci k reaktoru APR-1400 nebyla nalezena explicitní zmínka o schopnostech reaktoru k provozu s regulací síťové frekvence. Na ty je však možné usuzovat podle předchozího popisu režimů provozu reaktoru. Provoz s regulací síťové frekvence vyžaduje rychlou reakci na změny frekvence v podobě změny výkonu elektrárny. Rychlých změn výkonu elektrárny je možné dosáhnout pomocí regulace přívodu páry na turbínu. Schopností reaktoru k provozu s regulací síťové frekvence se tak zřejmě týkají výše zmíněné skokové změny výkonu turbíny o 10 % nominálního výkonu a postupná změna výkonu turbíny o 5 % nominálního výkonu za minutu. Reaktor APR-1400 přitom musí být schopen přinejmenším provozu s regulací síťové frekvence, který požaduje iniciativa EUR, neboť bylo ověřeno, že jejím požadavkům vyhovuje ^[74].

4.3.4 NuScale

Schopnosti flexibilního provozu elektrárny s malými modulárními reaktory NuScale jsou popsány v dokumentech společnosti NuScale. NuScale je americká společnost, jež se při tvorbě designu reaktoru NuScale nezaměřovala z pohledu flexibilního provozu na požadavky EUR, nýbrž na požadavky institutu Electric Power Research Institute (EPRI), které jsou formulovány také pro technologii malých modulárních reaktorů ^{[75], [76]}. Společnost NuScale uvádí tři následující způsoby změny výkonu elektrárny s reaktory NuScale ^{[77], [78]}. V případě delších period snížené poptávky po elektřině či vysokého výkonu intermitentních zdrojů lze díky většímu počtu reaktorů v rámci jedné elektrárny jeden nebo více reaktorů dočasně odstavit. Dále je možné u jednoho nebo více reaktorů měnit flexibilně jejich výkon dle požadavků EPRI. V případě provozu se sledováním zatížení v síti jsou uvažovány denní cykly 100 – 20 – 100 % nominálního výkonu, přičemž reaktory NuScale mají být schopny měnit výkon rychlostí až 40 % nominálního výkonu za hodinu ^{[77], [78]}. V případě, že se flexibilní provoz reaktorů NuScale omezuje na změny výkonu nad hladinou 40 % nominálního výkonu, nemá být nutné během něj měnit koncentraci kyseliny borité ^[77]. Třetí možností je pak obtok turbíny. Ten má přinést nejrychlejší odezvu na požadavky síťového provozu, během které má být možné měnit výkon elektrárny rychlostí 10 % nominálního výkonu za minutu ^[79]. Tohoto může být využito například při automatickém provozu s regulací síťové frekvence, kterého mají být reaktory NuScale schopny ^[77].

4.4 Shrnutí schopností flexibilního provozu daných modelů reaktorů

Shrnutí odstavců výše o možnostech flexibilního provozu elektráren s vybranými modely reaktorů je provedeno prostřednictvím následující tab. 2. Ze srovnání možností flexibilního provozu vybraných modelů reaktorů je patrné, že elektrárna s reaktorem EPR má disponovat nejširšími možnostmi provozu se sledováním zatížení v síti a zřejmě také s regulací síťové frekvence. Jako jediný z modelů velkých reaktorů má umožňovat provoz se sledováním zatížení v síti při minimální hladině výkonu až na úrovni minimálního zatížení bloku 25 % nominálního výkonu. Obdobnou možnost má disponovat elektrárna s malými modulárními reaktory NuScale. Ta však může tento profil provozu se sledováním zatížení v síti aplikovat na jeden reaktor jen jednou denně, reaktor EPR pak nanejvýš dvakrát denně. Určitou výhodou elektrárny s reaktory NuScale pak je, že v rámci jedné elektrárny může být typicky provozováno 4, 6 nebo 12 reaktorů, které je pak možné pro flexibilní provoz elektrárny různě kombinovat. Reaktor EPR pak má navíc jako jediný umožňovat provoz se sledováním zatížení v síti bez omezení na počet cyklů, je-li při něm výkon snižován nejnižší na hodnotu 60 % nominálního výkonu. Z pohledu provozu s regulací síťové frekvence pak má elektrárna s reaktorem EPR umožňovat téměř okamžitou reakci na změny frekvence a současně tento typ flexibilního provozu nemá být nijak omezen počtem cyklů. Možnost vypořádat se s náhlou ztrátou zatížení je pro elektrárny se všemi vybranými reaktory stejná a zahrnuje využití obtoku turbíny pro odvod páry. Tím má být možné odvést výkon odpovídající až 100 % vnějšího zatížení. Všechny elektrárny pak mají mít možnost provozu pouze za účelem pokrytí vlastní spotřeby.

Typ flexibility	Sledování zatížení v síti	Regulace síťové frekvence	Skoková změna zatížení elektrárny	Náhlá ztráta zatížení	Provoz pouze k pokrytí vlastní spotřeby
EPR	Minimální hladina výkonu: 60 % nom., četnost: neomezeno, rychlost změny výkonu: 5 % nom. za minutu; Minimální hladina výkonu: 25 % nom., četnost: 2x denně, rychlost změny výkonu: 2,5 % nom. za minutu *	<i>Primární:</i> Interval změny výkonu: 2,5 % nom., četnost: neomezena, rychlost změny výkonu: 1 % nom. za sekundu <i>Sekundární:</i> Interval změn výkonu: až 10 % nom., četnost: neomezena, rychlost změny výkonu: až 2 % nom. za minutu	Nedefinována	Až 100 %	Umožněn
AP1000	Minimální hladina výkonu: 50 % nom., četnost: 1x denně, rychlost změny výkonu: 40 % nom. za hodinu **	Interval změn výkonu: 10 % nom., četnost: 35x denně, rychlost změny výkonu: 2 % nom. za minutu ***	Až 10 % nom.	Až 100 %	Umožněn
APR-1400	Minimální hladina výkonu: 50 % nom., četnost: 1x denně, rychlost změny výkonu: 25 % nom. za hodinu	Nespecifikována (avšak zřejmě umožněna)	Až 10 % nom.	Až 100 %	Umožněn
NuScale	Minimální hladina výkonu: 20 % nom., četnost: 1x denně, rychlost změny výkonu: 40 % nom. za hodinu	Umožněna (avšak blíže nespecifikována)	Nedefinována	Až 100 %	Umožněn

* Provoz se sledováním zatížení v síti má být možné využívat jen v 80 % palivového cyklu kvůli stavu paliva na jeho konci.

** Provoz se sledováním zatížení v síti má být možné využívat jen v 90-95 % palivového cyklu kvůli stavu paliva na jeho konci.

*** V tomto znění neodpovídá požadavku EUR, pro výstavbu v Evropě zřejmě dále přizpůsobeno.

Tabulka 2: Možnosti flexibilního provozu vybraných modelů reaktorů

5. Propojení flexibilního provozu jaderných elektráren a modelovacího nástroje TIMES

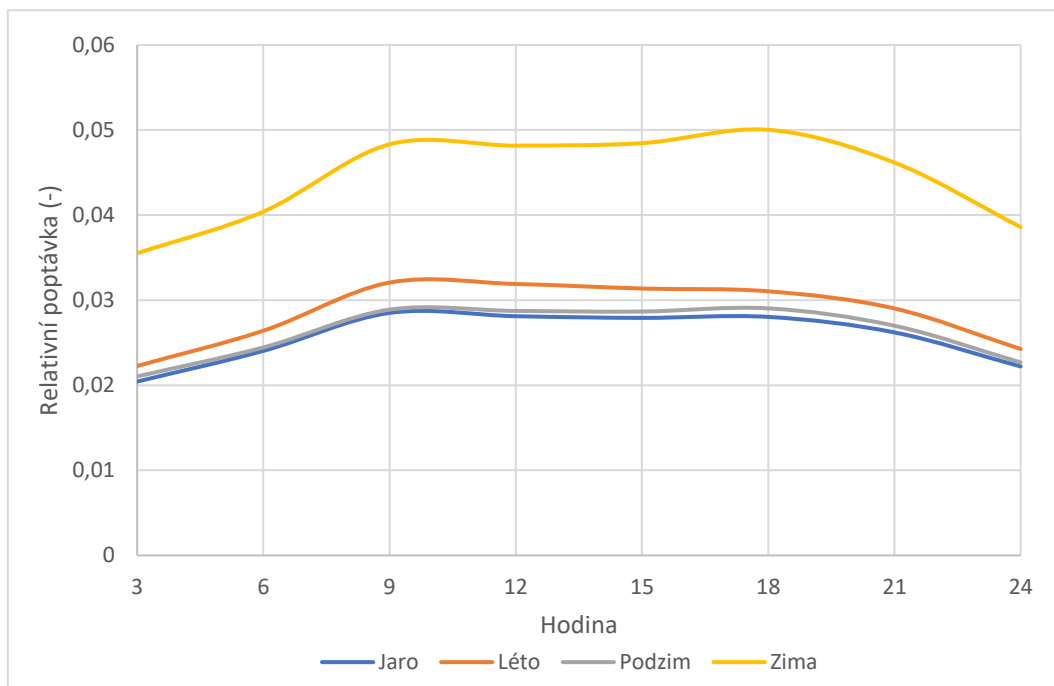
5.1 Úpravy modelu TIMES-CZ_V03

Model TIMES-CZ_V03 obsahuje exogenní vývoj konečné spotřeby komodit. Tyto komodity reprezentují energetické služby a způsob jejich pokrytí udává mj. poptávku po elektřině během modelovaného období. Vývoj konečné spotřeby lze rozdělit do časových úseků, které mohou být uživatelem dle jeho potřeb definovány. Model TIMES-CZ_V03 byl vytvořen a provozován s časovými úseky, v nichž byl každý rok byl dělen dle ročních období na jaro, léto, podzim a zimu a každé z těchto ročních období bylo dále děleno na úrovni dnů na dvanáct nočních hodin (hodin s nejnižší poptávkou po elektřině), jedenáct denních hodin a jedné hodiny s nejvyšší poptávkou po elektřině. Takovéto dělení časových úseků je dostatečné pro běžné aplikace modelu TIMES-CZ_V03, pro modelování flexibilního provozu jaderných elektráren je však vhodné přistoupit k jemnějšímu dělení časových úseků. Uvnitř modelu TIMES-CZ_V03 tak byly vytvořeny nové časové úseky s dělením dne nejprve na 24 hodinových úseků, poté na 12 dvouhodinových úseků a na konec na 8 tříhodinových úseků. První dvě jemnější dělení přinesly natolik výrazné zvýšení výpočetní náročnosti modelu, že nebylo možné dospět k řešení v přijatelném čase. Dělení na 8 tříhodinových úseků činí model TIMES-CZ_V03 výrazně vhodnější pro modelování flexibilního provozu jaderných elektráren než v případě původního dělení časových úseků a současně umožnilo jeho časově dostupné řešení. Tato práce tak je provedena s tímto dělením časových úseků. Model TIMES-CZ_V03 nepopisuje jiné aspekty provozu elektrické sítě než změny zatížení a výroby elektřiny uvnitř této sítě. Proto bude modelování flexibilního provozu jaderných elektráren omezeno pouze na modelování provozu se sledováním zatížení v síti a flexibility vynucené výkyvy ve výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů.

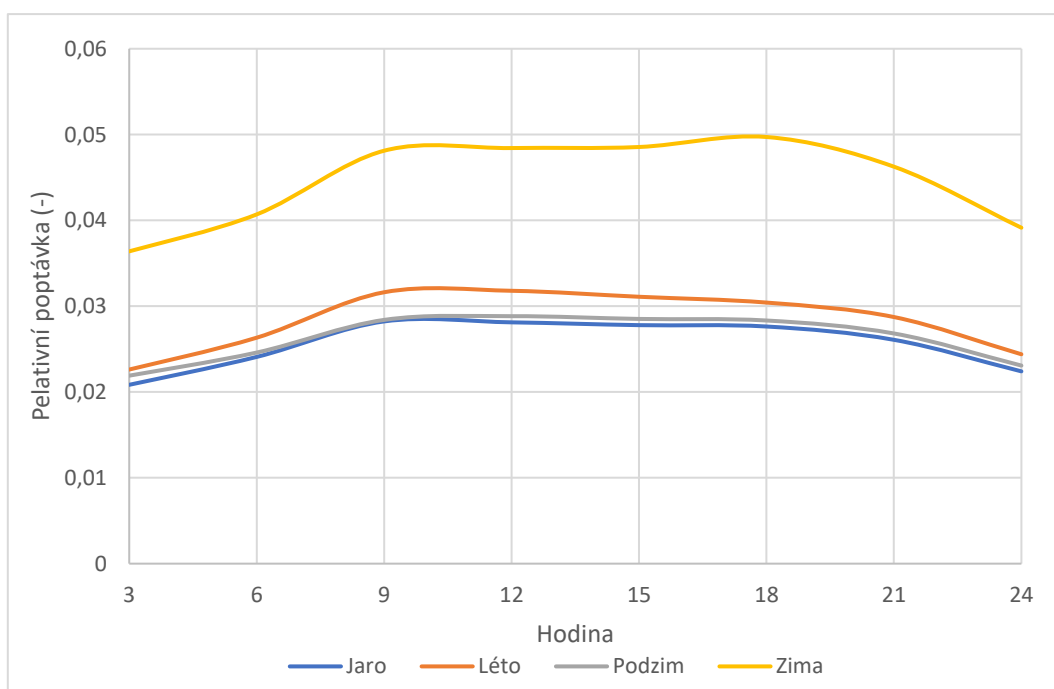
Implementace nového dělení časových úseků byla spojena s redefinováním profilu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, importu a exportu elektřiny a vývoje konečné spotřeby dle těchto časových úseků. Vývoj konečné spotřeby komodit, které jsou spojeny s výrobou a spotřebou elektřiny, a import a export elektřiny byl do nových časových úseků rozdělen dle hodinových dat využitých v rámci modelování NKEP. Data zahrnující hodinový profil poptávky po elektřině byla rozdělena na jarní, letní, podzimní a zimní intervaly a v rámci těchto intervalů byla pro každý tříhodinový úsek stanovena průměrná hodnota poptávky po elektřině. Následně byly tyto průměrné hodnoty normovány počtem dnů v ročních obdobích tak, aby jejich součet byl po vztažení vůči celkové roční poptávce roven jedné. Délka ročních období a výsledné hodnoty denního profilu poptávky po elektřině pro jednotlivá roční období mezi lety 2035 a 2045 jsou zobrazeny v tabulce 3 a grafech 1-3. Obdobně pak data obsahující hodinové rozlišení koeficientu využití fotovoltaických a větrných elektráren byla převzata z databáze Pan-European Climatic Database (PECD) modelu ENTSO-E ^[80]. Tato data byla poskytnuta rovněž v rámci modelování NKEP. Denní vývoj koeficientu využití fotovoltaických a větrných elektráren byl pro jednotlivá roční období stanoven, podobně jako v případě denního vývoje poptávky po elektřině, jako průměr denního vývoje všech dnů v jednotlivých ročních obdobích v datové sadě.

Roční období	Počet dní	Roční podíl
Jaro	77	0,211
Léto	91	0,249
Podzim	77	0,211
Zima	120	0,329

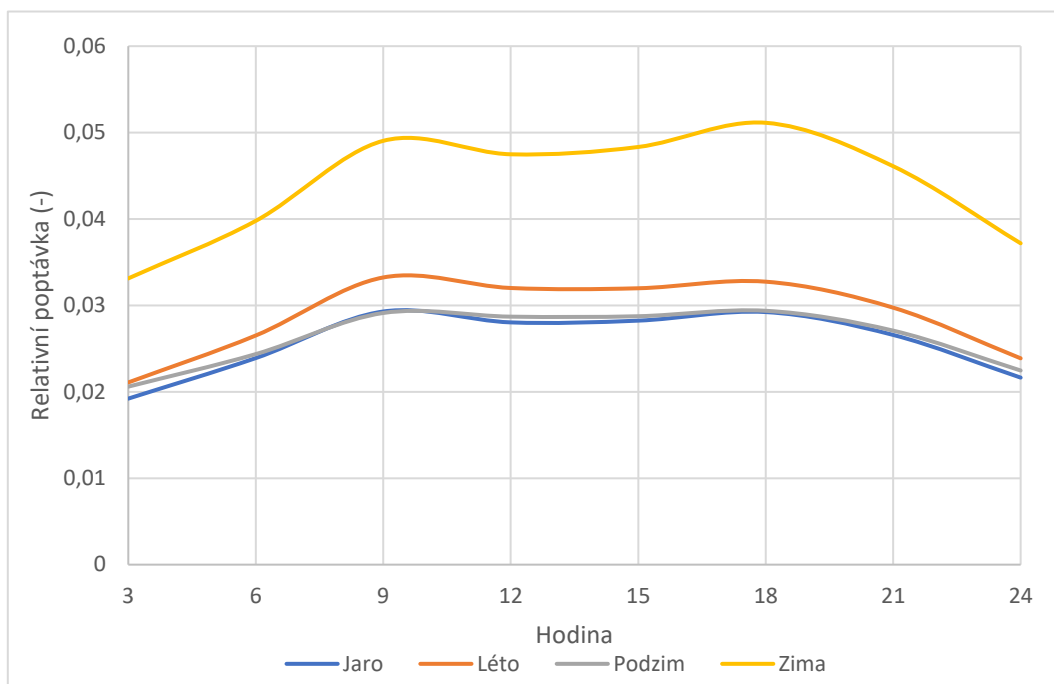
Tabulka 3: Časové rozdělení ročních období v modelu TIMES-CZ_V03



Graf 1: Denní profil poptávky po elektřině v roce 2035



Graf 2: Denní profil poptávky po elektřině v roce 2040

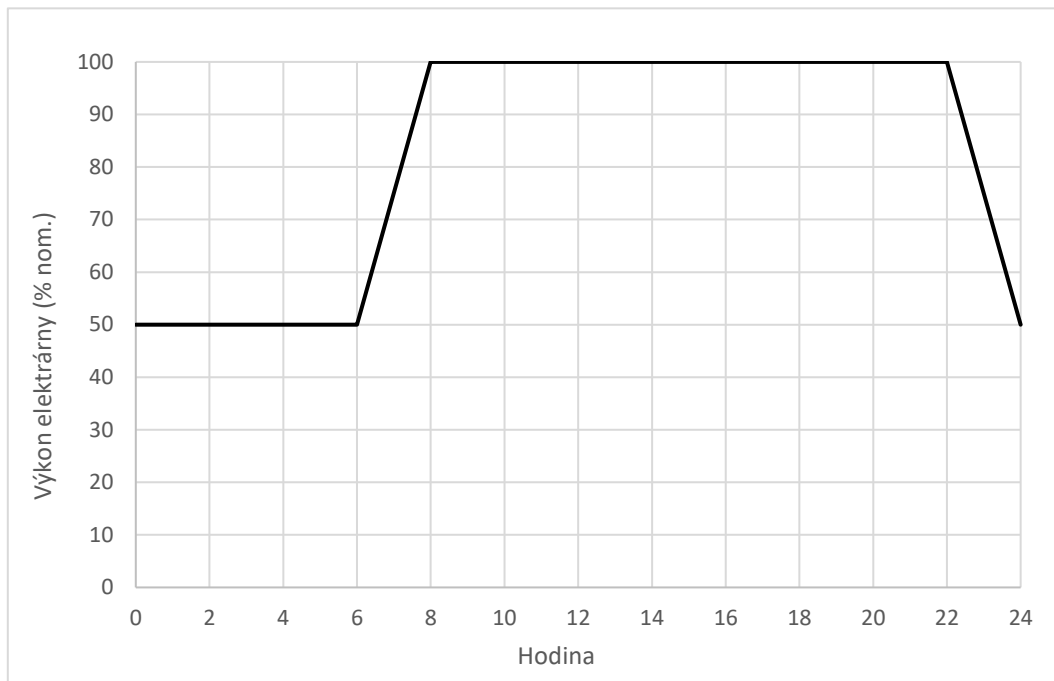


Graf 3: Denní profil poptávky po elektřině v roce 2045

Modelovací nástroj TIMES umožňuje definovat rychlost změny výkonu elektráren v jednotkách procent nominálního výkonu za hodinu a rovněž hodnotu minimálního stabilního výkonu, na kterém smí být elektrárna provozována. Prostřednictvím těchto modelových atributů je možné reprezentovat rychlost změny výkonu a minimální hodnotu výkonu, dosažitelných během provozu se sledováním zatížení v síti. Modelovací nástroj TIMES však nedisponuje žádným atributem, který by umožňoval přímo popsat možný počet cyklických změn výkonu elektrárny během dne či delšího časového úseku. Tento parametr lze nahradit konstrukcí níže popsané nerovnice pomocí mechaniky uživatelských omezení.

$$E \geq Pf \cdot 31,536 \cdot \frac{c}{d} \quad (1)$$

V této nerovnici E reprezentuje množství vyrobené elektřiny jadernou elektrárnou během jednoho roku, P je instalovaný výkon této jaderné elektrárny, f vyjadřuje její maximální koeficient využití, a koeficient $31,536$ slouží k převodu jednotek mezi GW a PJ. Konstanta c pak zohledňuje průměrný výkon jaderné elektrárny vztahený k nominálnímu výkonu v případě, že je zcela využita její schopnost manévrovat během provozu se sledováním zatížení v síti, a je jí nutné vypočítat zvlášť pro každou elektrárnu s daným modelem reaktoru. Konečně konstanta d je využita pro započtení, během kolika procent kampaně je možné elektrárnu provozovat se sledováním zatížení v síti. Pro elektrárny s reaktory EPR a AP1000 jsou hodnoty definovány v literatuře, pro elektrárny s reaktory APR-1400 a NuScale bude dále předpokládána stejná hodnota jako v případě AP1000 (tedy $d = 0,9$). Výpočet koeficientu c pak byl proveden na základě následujících úvah.



Graf 4: Předpokládaný vývoj výkonu elektrárny s reaktorem APR-1400 během dne

Například elektrárna s reaktorem APR-1400 má umožňovat jednou denně snížit výkon na 50 % nominálního výkonu rychlostí 2,5 % nominálního výkonu za hodinu. Analýzou předpokládaného vývoje zatížení v síti během dne, který byl získán v rámci modelování NKEP, bylo zjištěno, že k nejnižšímu zatížení dochází mezi půlnocí a šestou hodinou ranní. Na základě tohoto je učiněn předpoklad, že v reakci na tento pokles zatížení jaderné elektrárny sníží výkon, a spolu s ostatními omezeními je možné definovat předpokládaný vývoj výkonu elektrárny s reaktorem APR-1400 během dne. Ten je zaznamenán v grafu 4. Poté již lze snadno stanovit průměrný výkon elektrárny s reaktorem APR-1400 během dne a obdobně postupovat také u ostatních reaktorů. Zjištěné koeficienty c a d jsou shrnuty v tabulce 4. Význam výše uvedené nerovnice spočívá v omezení výroby elektřiny v jaderných elektrárnách zdola tak, aby minimální hodnota odpovídala množství vyrobené elektřiny v případě, že dojde k úplnému využití provozu se sledováním zatížení v síti dle definovaných mezí. Podmínka je definována pro každý z klíčových roků, a tak je schopna zajistit, že na roční úrovni nebude provedeno více cyklů změn výkonu, než je v rámci provozu se sledováním zatížení v síti dovoleno. Vlastností takové konstrukce je, že umožňuje například provedení více cyklů v rámci dne v případě, že toto manévrování je kompenzováno obdobím několika dní bez provedení jediného cyklu. I toto chování je však zřejmě v souladu s definovanými mezemi pro maximální počet cyklů, neboť jejich význam souvisí spíše s opotřebením komponent během celého života elektrárny než během jednoho dne. Nevýhodou zmíněné konstrukce pak je neschopnost zohlednit možnost elektrárny s reaktorem EPR libovolného manévrování mezi 50 a 100 % nominálního výkonu. Pro EPR tak je uvažován pouze mód provozu se sledováním zatížení v síti se snížením výkonu na maximálně 25 % nominálního výkonu nejvýše dvakrát denně. Režim provozu se sledováním zatížení v síti je umožněn pouze novým jaderným elektrárnám.

Konstanta	EPR	AP1000	APR-1400	NuScale
c^*	0,594	0,849	0,833	0,767
d	0,8	0,9	0,9	0,9

* c - poměr průměrného a nominálního výkonu jaderné elektrárny při plné využití možností flexibilního provozu

** d – relativní část kampaně, během které je možné jadernou elektrárnu provozovat flexibilně

Tabulka 4: Zjištěné koeficienty c a d pro elektrárny s danými reaktory

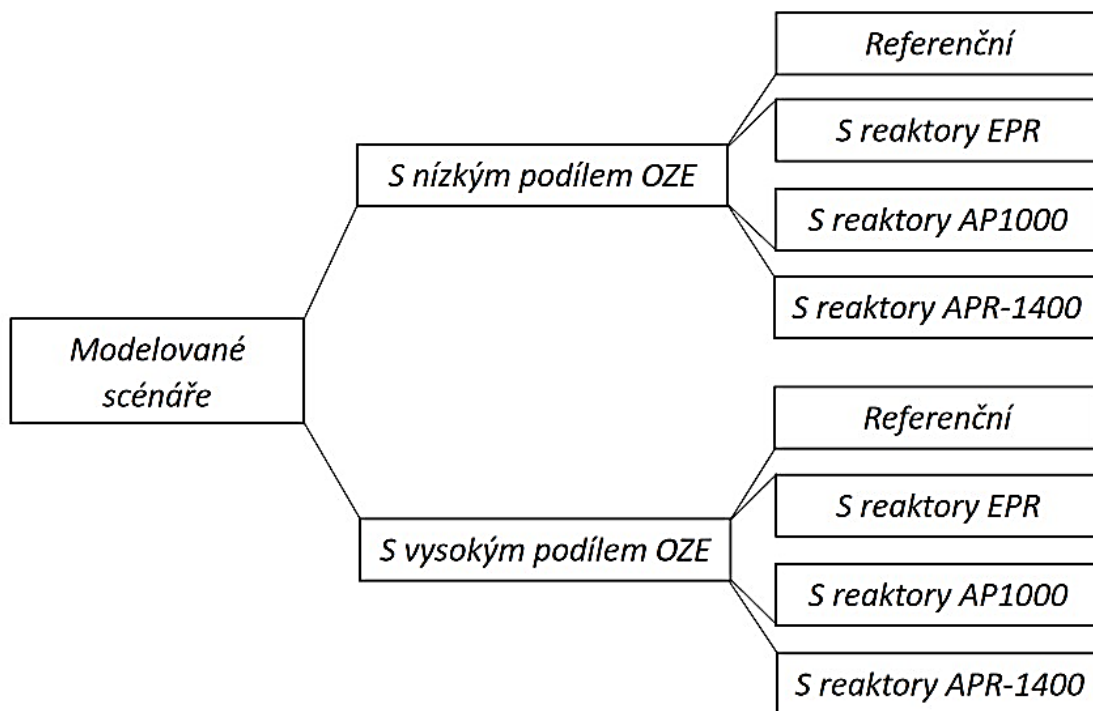
Podobně jako v případě jaderných elektráren byly upraveny parametry flexibilního provozu uhelných a plynových elektráren a elektráren na biomasu. V jejich případě je uvažována minimální stabilní hodnota výkonu 42,5% a rychlost změny výkonu 5 % nominálního výkonu za minutu [81]. U všech elektráren byla zanedbána změna účinnosti se změnou zatížení elektráren a případné dodatečné náklady spojené s flexibilním provozem elektráren, jako například náklady plynoucí z častější výměny komponent v důsledku vyššího opotřebení. Dále pak nebyla nijak hodnocena případná možnost prodloužení kampaně v důsledku nižšího vyhoření paliva během flexibilního provozu jaderných elektráren.

5.2 Tvorba a předpoklady modelových scénářů

Základní myšlenkou tvorby modelových scénářů je porovnání vlivu flexibilního provozu a provozu jaderných elektráren v základním zatížení na vývoj české energetiky a dále porovnání výsledků flexibilního provozu elektráren s danými reaktory individuálně, vzhledem k jejich možnostem flexibilního provozu. Dále tak je vytvořen scénář, který slouží jako referenční a v němž mají jaderné elektrárny povolen pouze provoz v základním zatížení. Navíc jsou vytvořeny další tři scénáře, které se oproti referenčnímu scénáři liší pouze povolením provozu jaderných elektráren se sledováním zatížení v síti s parametry odpovídajícími elektrárnám s danými reaktory. Tento přístup je navíc rozdělen podle podílu obnovitelných zdrojů energie na výrobě elektřiny na nízký a vysoký. Schéma dělení modelovaných scénářů je zobrazeno na obr. 2. Technicko-ekonomické parametry jaderných elektráren vycházejí z předpokladů modelování NKEP a jsou zobrazeny v tabulce 5. Ve scénářích jsou předpokládány totožné technicko-ekonomické parametry daných modelů reaktorů, aby bylo možné pozorovat nezkreslený vliv flexibilního provozu na výsledky. Obdobně není pro zachování řešitelnosti modelu zohledněna velikost instalovaného výkonu bloků s danými reaktory a je předpokládáno, že na provozu se sledováním zatížení v síti se podílí veškerý instalovaný výkon nových jaderných elektráren.

	Investiční náklady (€/kWe)	Náklady na provoz a údržbu (€/MWh)	Maximální koeficient využití (-)	Doba výstavby (let)	Diskontní míra (%)
Modely velkých reaktorů	5400	24,98	0,92	8	5
NuScale	5400	24,98	0,95	5	4

Tabulka 5: Předpokládané technicko-ekonomické parametry jaderných elektráren



Obr. 2: Schéma dělení modelových scénářů

Mezi další předpoklady, společné všem modelovaným scénářům, patří:

- Ceny paliv a emisních povolenek dle doporučení Evropské komise, zobrazené v tabulce 6.
- Ukončení provozu stávající JE Dukovany v roce 2045.
- Množství a cena importovaného vodíku dle Vodíkové strategie a studie spol. NET4GAS.

Mezi další předpoklady scénáře s vysokým podílem obnovitelných zdrojů energie patří:

- Spuštění nové JE Dukovany v roce 2040 a JE s malými modulárními reaktory v roce 2035, přičemž další výstavba jaderných elektráren je umožněna.
- Maximální instalovaný výkon fotovoltaických a větrných elektráren vycházející z předpokladů modelování NKEP. Vývoj maximálního instalovaného výkonu fotovoltaických a větrných elektráren je zobrazen v tabulce 7.

Mezi další předpoklady scénáře s nízkým podílem obnovitelných zdrojů energie patří:

- Spuštění nové JE Dukovany v roce 2035 a JE s malými modulárními reaktory v roce 2035, přičemž další výstavba jaderných elektráren je umožněna.
- Maximální instalovaný výkon fotovoltaických a větrných elektráren vycházející z předpokladů modelování NKEP. Vývoj maximálního instalovaného výkonu fotovoltaických a větrných elektráren je zobrazen v tabulce 7.

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cena emis. Povolení (€/tCO ₂)	80	80	120	250	360	410
Cena ropy (€/GJ)	15,4	15,4	15,4	16,3	17,6	19,7
Cena uhlí (€/GJ)	3,1	3,1	3,1	3,3	3,5	3,7
Cena zemního plynu (€/GJ)	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,8

Tabulka 6: Vývoj ceny emisních povolení a ceny paliv dle doporučení Evropské komise ^[20]

Scénáře	Typ elektrárny	2025	2030	2035	2040	2045
Scénáře s vysokým podílem OZE	Fotovoltaické (GW)	5	10	14	18	22
	Větrné (GW)	0,617	1,7	3,025	4,35	5,675
Scénáře s nízkým podílem OZE	Fotovoltaické (GW)	3	6	9,5	13	17
	Větrné (GW)	0,617	1	2	3	4

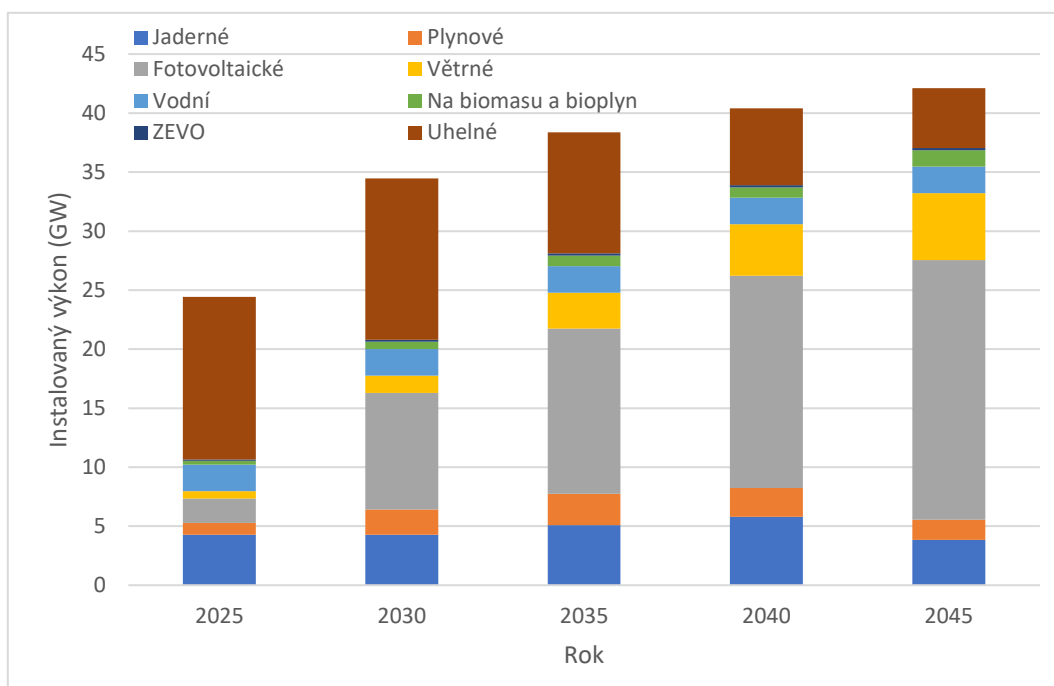
Tabulka 7: Vývoj maximálního instalovaného výkonu fotovoltaických a větrných elektráren

6. Výsledky modelování

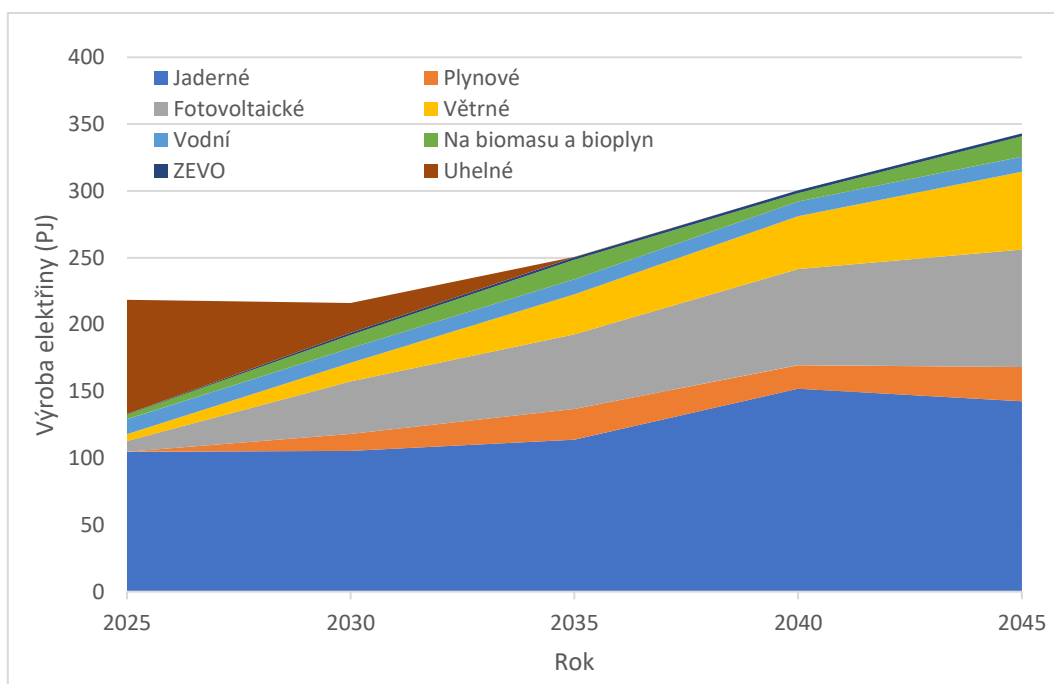
6.1 Výsledky scénářů s vysokým podílem OZE

6.1.1 Výsledky referenčního scénáře

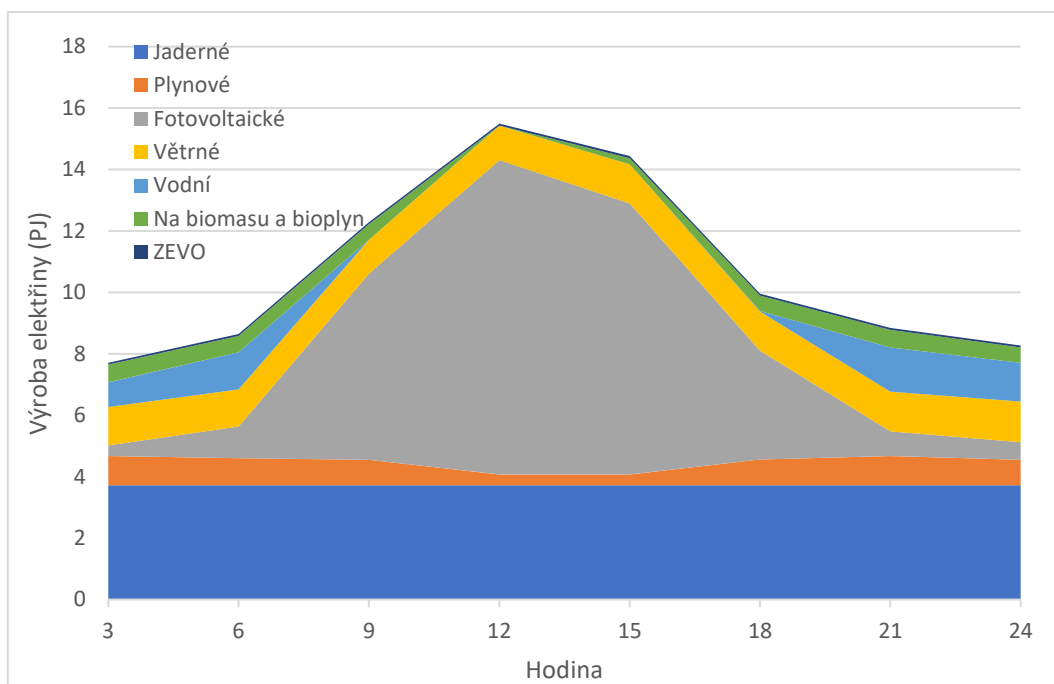
Výsledky referenčního scénáře jsou využity k poznání modelovaného vývoje české energetiky a umožňují následné srovnání tohoto vývoje, předpokládajícího provoz jaderných elektráren v základním zatížení, s vývojem předpokládajícím provoz jaderných elektráren se sledováním zatížení v síti. Vývoj instalovaného výkonu v referenčním scénáři je zobrazen v grafu 5. Výsledky referenčního scénáře ukazují výrazný nárůst instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů energie. Od roku 2035 vývoj instalovaného výkonu fotovoltaických a větrných elektráren dosahuje předpokládaných maximálních hodnot. Instalovaný výkon jaderných elektráren je dle předpokladu navýšen o 400 megawattovou elektrárnu s malými modulárními reaktory v roce 2035 a 1100 megawattovou velkou jadernou elektrárnu v roce 2040. V roce 2045 je ukončen provoz jednoho bloku stávající JE Dukovany a současně spuštěno dalších 90 MWe elektrárny s malými modulárními reaktory, které nejsou přímo vynuceny, nýbrž jsou výsledkem modelování. Dále je v grafu 5 viditelný slabý nárůst instalovaného výkonu plynových elektráren, elektráren na biomasu či bioplyn a zařízení pro energetické využití odpadů (ZEVO) a výrazný pokles instalovaného výkonu uhelných elektráren. Jak lze navíc pozorovat v grafu 6, uhelné elektrárny se na výrobě elektřiny podílejí pouze do roku 2030. Z pohledu výroby elektřiny dominuje jádro, které se mezi lety 2025 a 2040 podílí na výrobě elektřiny téměř z 50 %, v roce 2045 se kvůli postupnému odstavení JE Dukovany a nárůstu podílu obnovitelných zdrojů podíl jádra snižuje na přibližně 40 %. Výroba elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách dosahuje v roce 2045 pro nízký roční koeficient využití pouze 25 % celkového objemu vyrobené elektřiny. Plynové elektrárny a elektrárny na biomasu a bioplyn, které mají kromě jaderných (a vodních) elektráren možnost sledovat zatížení v síti, se podílejí na výrobě elektřiny pouze z 11 %. Na denní úrovni je však rozložení výroby elektřiny velmi odlišné. Jak lze pozorovat v grafu 7, který reprezentuje výrobu elektřiny během všech letních dnů v roce 2045, fotovoltaické elektrárny jsou zodpovědné za bezmála dvojnásobný nárůst výroby elektřiny během poledního maxima oproti nočním hodinám. Během tohoto nárůstu výroby elektřiny z fotovoltaických elektráren dochází k utlumení výroby z plynových a vodních elektráren a elektráren na biomasu a bioplyn. Časová změna výroby elektřiny z větrné energie během dne se ukazuje být relativně nízká.



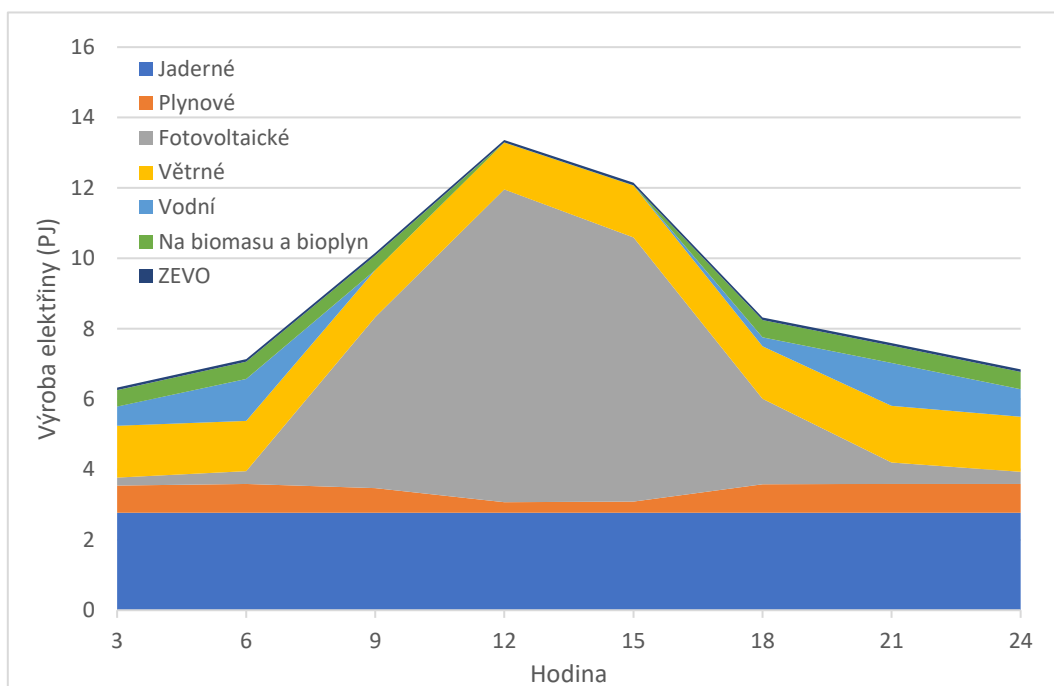
Graf 5: Vývoj instalovaného výkonu elektráren při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE



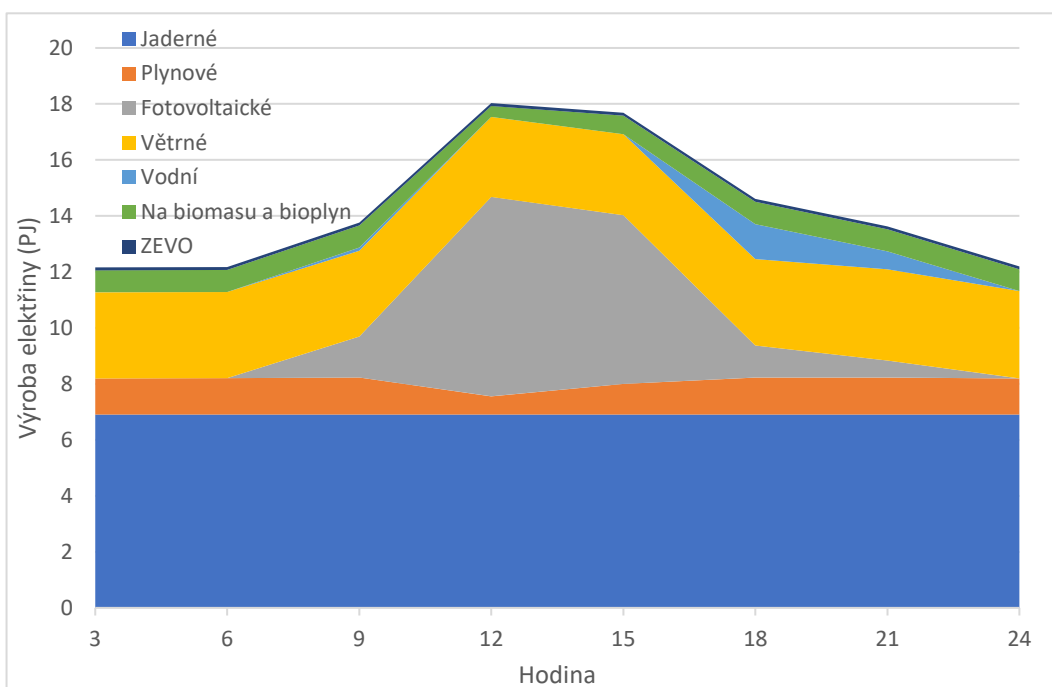
Graf 6: Vývoj výroby elektřiny při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE



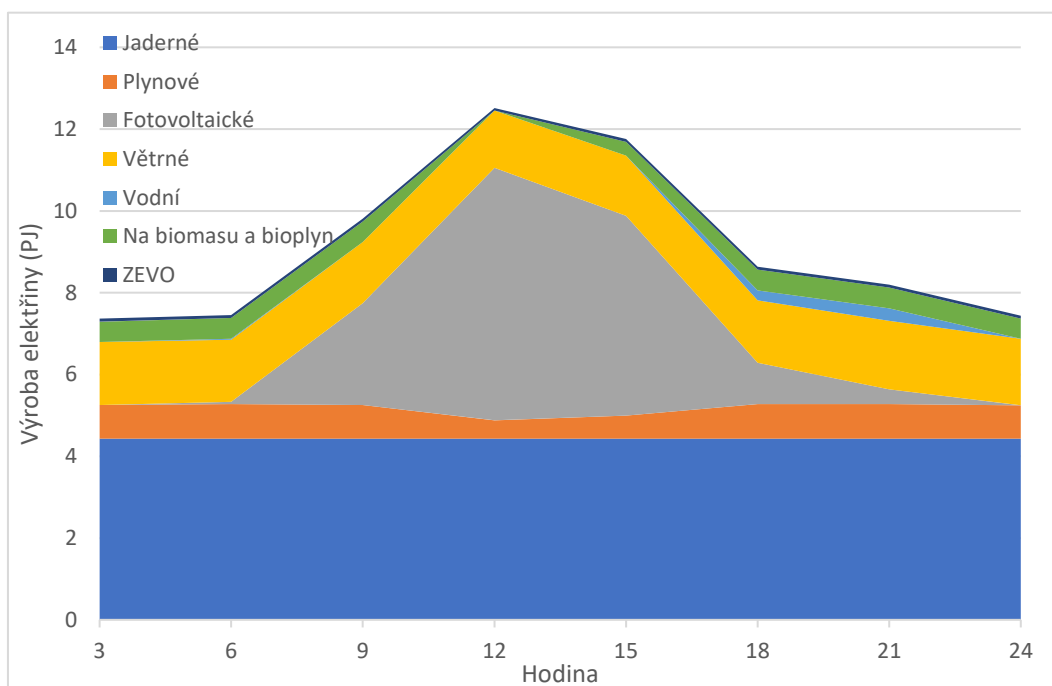
Graf 7: Vývoj výroby elektřiny během letních dnů v roce 2045 při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE



Graf 8: Vývoj výroby elektřiny během jarních dnů v roce 2045 při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE



Graf 9: Vývoj výroby elektřiny během podzimních dnů v roce 2045 při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE



Graf 10: Vývoj výroby elektřiny během zimních dnů v roce 2045 při referenčním scénáři s vysokým podílem OZE

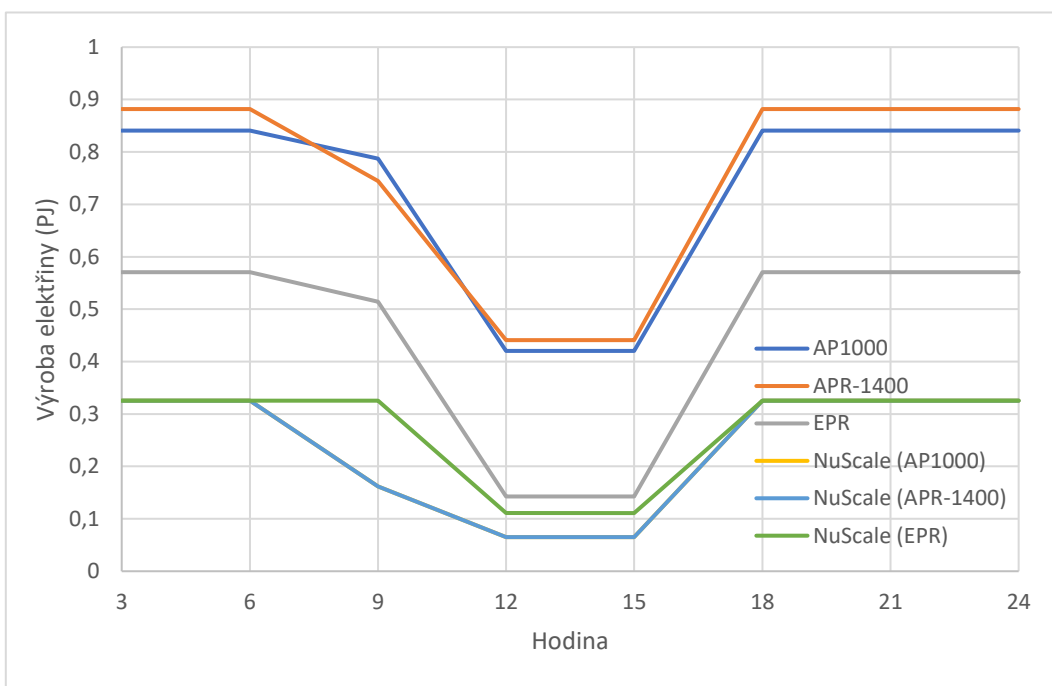
Obdobný denní vývoj výroby elektřiny lze pozorovat také v případech jarních, podzimních a zimních dnů, s rozdíly ve výšce maxima dané jednak různou délkou ročních období, rozdílnou

výrobou elektřiny z fotovoltaických elektráren mezi ročními obdobími a také reakcí ostatních elektráren s možností provozu se sledováním zatížení v síti. Obdobně je pak mezi ročními obdobími pozorovatelná různá šířka maxima podle délky a intenzity slunečního svitu během dne. Vývoj výroby elektřiny během jarních, podzimních a zimních dnů lze sledovat v grafech 8, 9 a 10. Důležitým vlivem je rovněž podíl fotovoltaických elektráren na výrobě elektřiny v rámci energetického mixu. Obecně lze podle výše představených výsledků usoudit, že zejména od roku 2030 dále do modelovaného období může česká energetika nabýt takové podoby, ve které hlavní úlohu ve výrobě elektřiny budou hrát jaderné a obnovitelné zdroje, a jak bylo rozebráno ve druhé kapitole textu, v takovém případě je velmi vhodné provozovat jaderné elektrárny flexibilně.

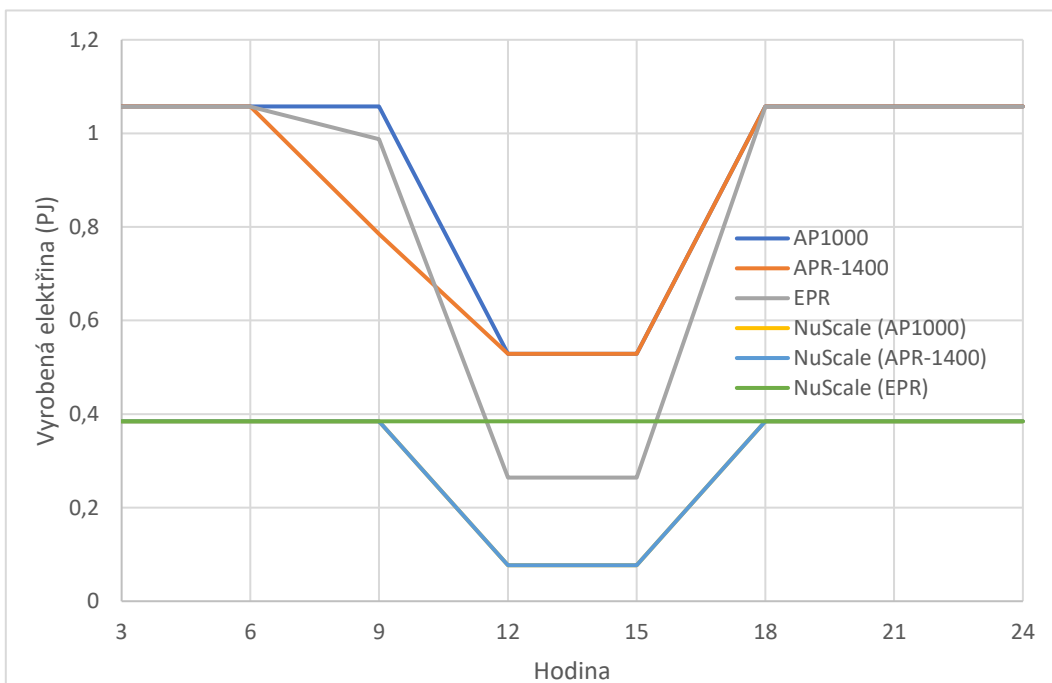
6.1.2 Výsledky scénářů s flexibilním provozem jaderných elektráren

Modelové výsledky ukazují, že v případě umožnění provozu jaderných elektráren se sledováním zatížení v síti je tento provoz využíván ve všech ročních obdobích. Parametry tohoto provozu na úrovni dnů se však mezi ročními obdobími liší. Jak lze pozorovat v grafu 11, který reprezentuje denní vývoj výroby elektřiny v jarních dnech roku 2040 pro všechny modely jaderných elektráren, každá z jaderných elektráren absolvuje jediný denní cyklus se snížením výkonu až na hodnotu minimálního zatížení elektrárny. Minimálního zatížení elektrárny je dosahováno mezi dvanáctou a patnáctou hodinou, a je tedy zřejmé, že výroba elektřiny v jaderných elektrárnách reaguje na výrazný nárůst výroby elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách v tomto čase. Jediný denní cyklus je využit také v případě elektrárny s reaktorem EPR. Z toho lze usuzovat, že noční pokles poptávky po elektřině není dostatečně výrazný na to, aby překryl propad výroby elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách a vedl by k nutnosti snížení výkonu v jaderných elektrárnách. Graf 11 dále ukazuje, že flexibilní provoz elektráren s velkými reaktory nestačí k tomu, aby kompenzoval nárůst výroby elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách a na flexibilním provozu se musejí podílet také malé modulární reaktory. Ve scénářích s reaktory AP1000 a APR-1400 se reaktory NuScale podílejí na regulaci výroby elektřiny spolu s elektrárnami s velkými reaktory již od šesté hodiny, přičemž i jejich výkon klesá až na hodnotu minimálního zatížení. Ve scénáři s reaktorem EPR však díky flexibilitě reaktoru EPR elektrárna s reaktory NuScale může začít snižovat výkon až o tři hodiny později a snížit výkon na hodnotu o 10 % vyšší, než je hodnota minimálního zatížení.

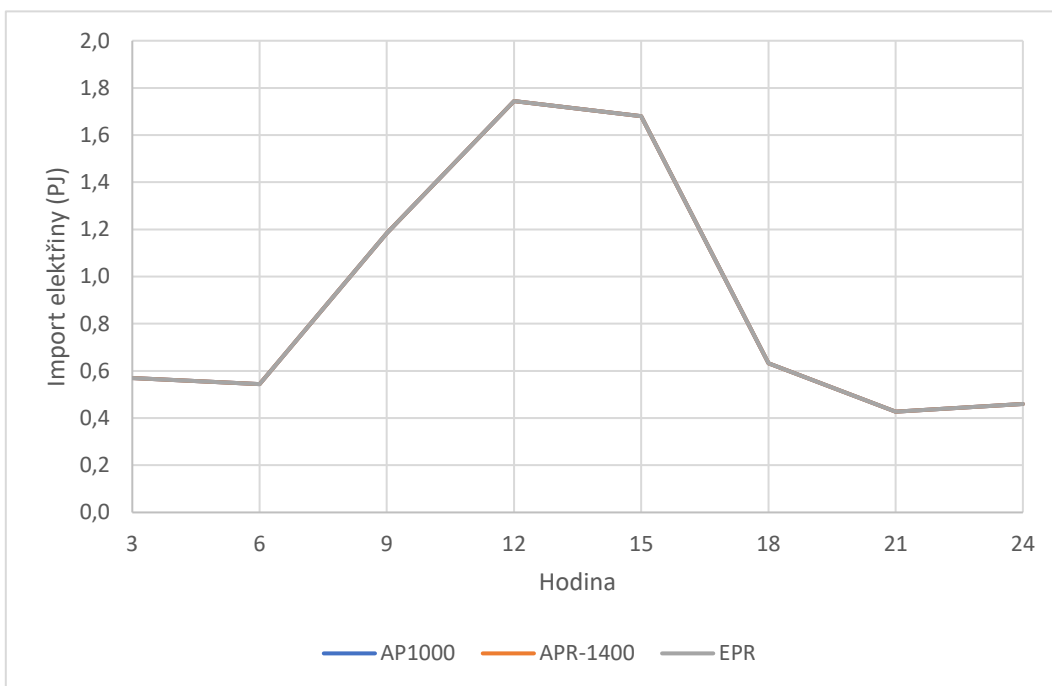
Obdobný denní vývoj lze pozorovat také v ostatních ročních obdobích. Jak ukazuje graf 12, v letních dnech však již v případě scénáře s reaktory EPR není vyžadován flexibilní provoz elektráren NuScale. Tato změna se zřejmě váže na relativně nižší hodnoty importu v hodinách maximální výroby ve fotovoltaických elektrárnách oproti jarním dnům. Možnost importu elektřiny je založena na výrobě elektřiny v externích regionech, která je silně závislá na fotovoltaických elektrárnách, a v konečném důsledku maximální hodnoty importu elektřiny kopírují maxima výroby z fotovoltaických elektráren v ČR. Denní profil importu elektřiny v ročních obdobích a mezi scénáři je zobrazen v grafech 13 až 16.



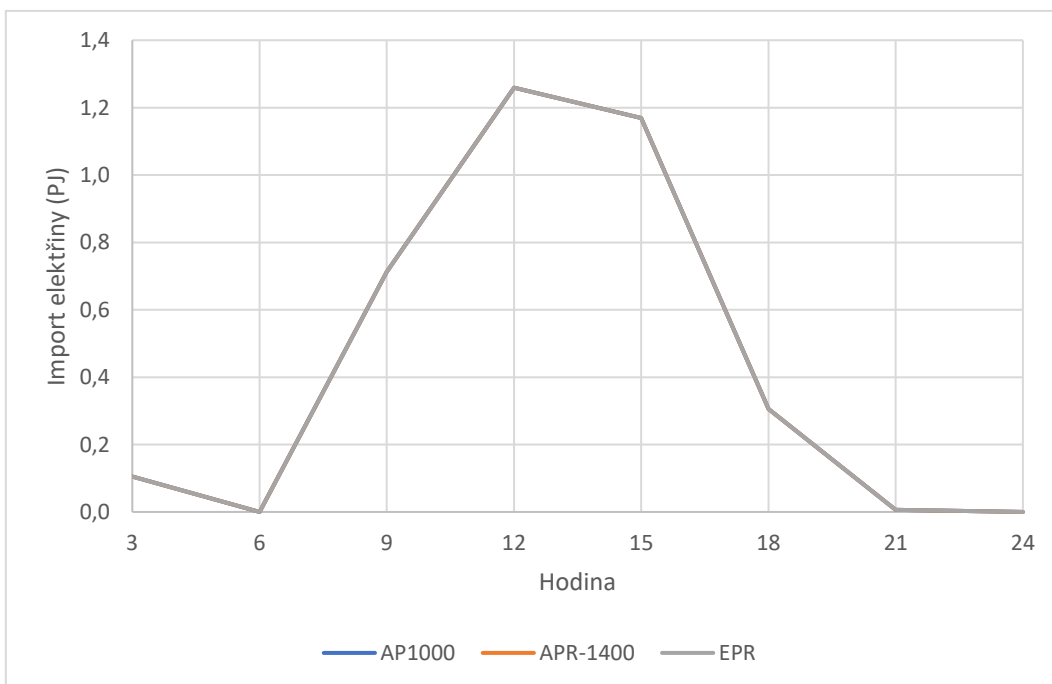
Graf 11: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v jarních dnech roku 2040 při scénářích s vysokým podílem OZE



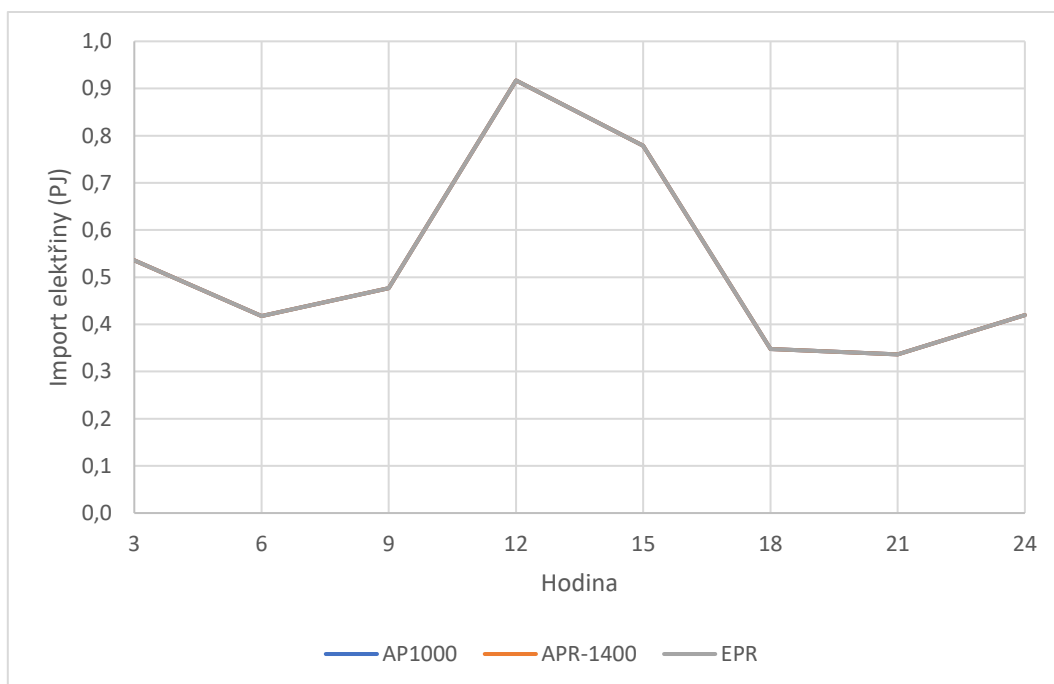
Graf 12: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v letních dnech roku 2040 při scénářích s vysokým podílem OZE



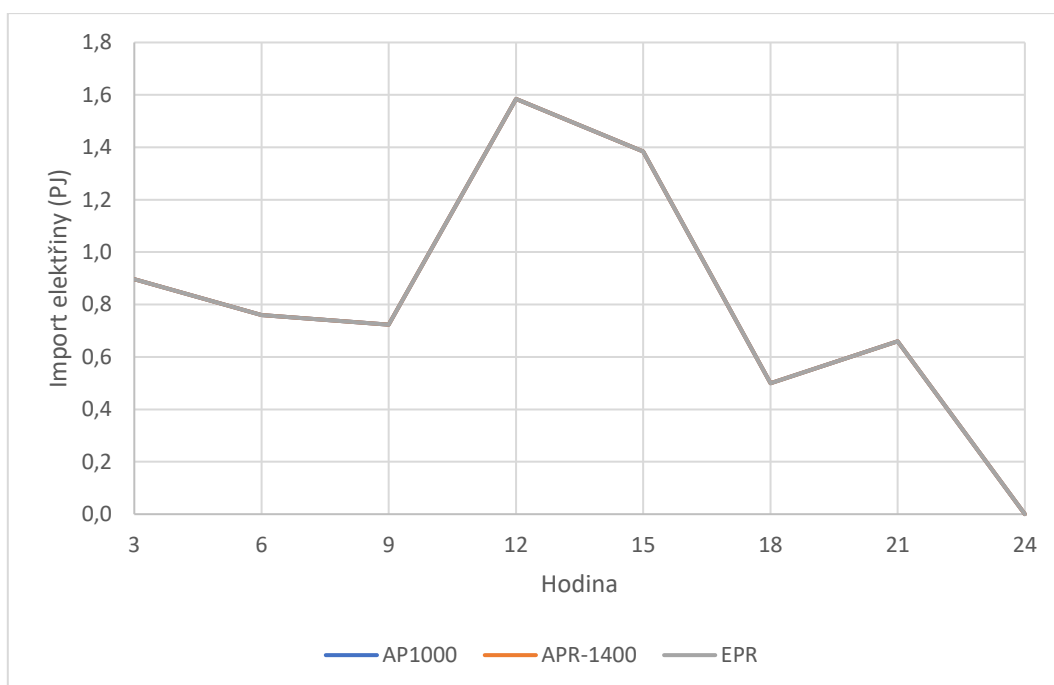
Graf 13: Denní vývoj importu elektřiny v jarním období roku 2040 ve scénářích s vysokým podílem OZE



Graf 14: Denní vývoj importu elektřiny v letním období roku 2040 ve scénářích s vysokým podílem OZE

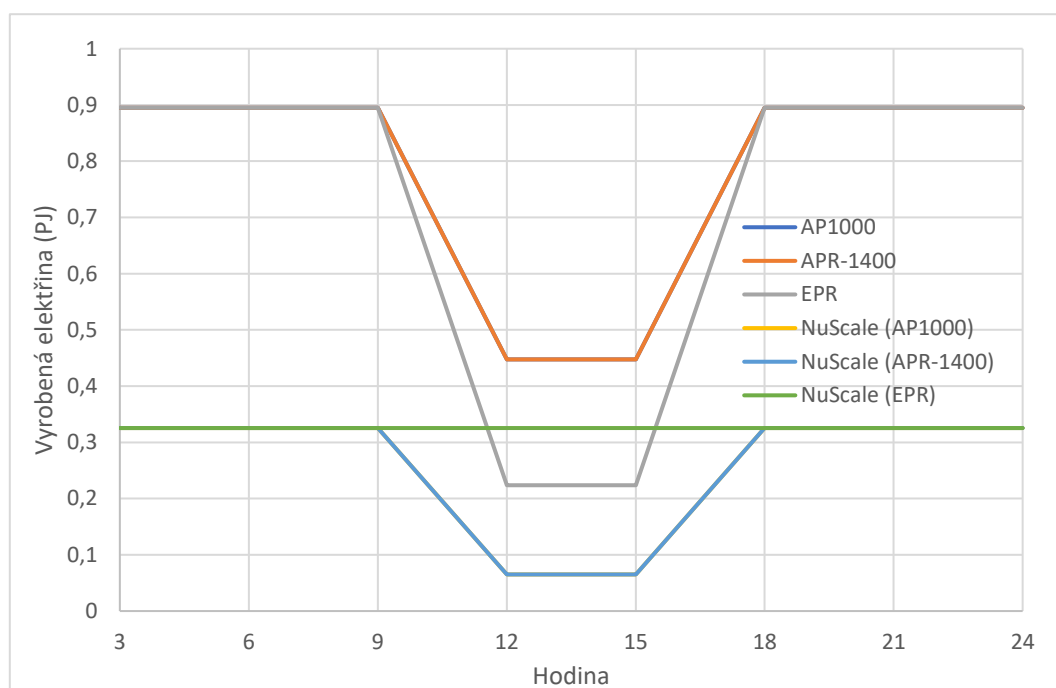


Graf 15: Denní vývoj importu elektřiny v podzimním období roku 2040 ve scénářích s vysokým podílem OZE



Graf 16: Denní vývoj importu elektřiny v zimním období roku 2040 ve scénářích s vysokým podílem OZE

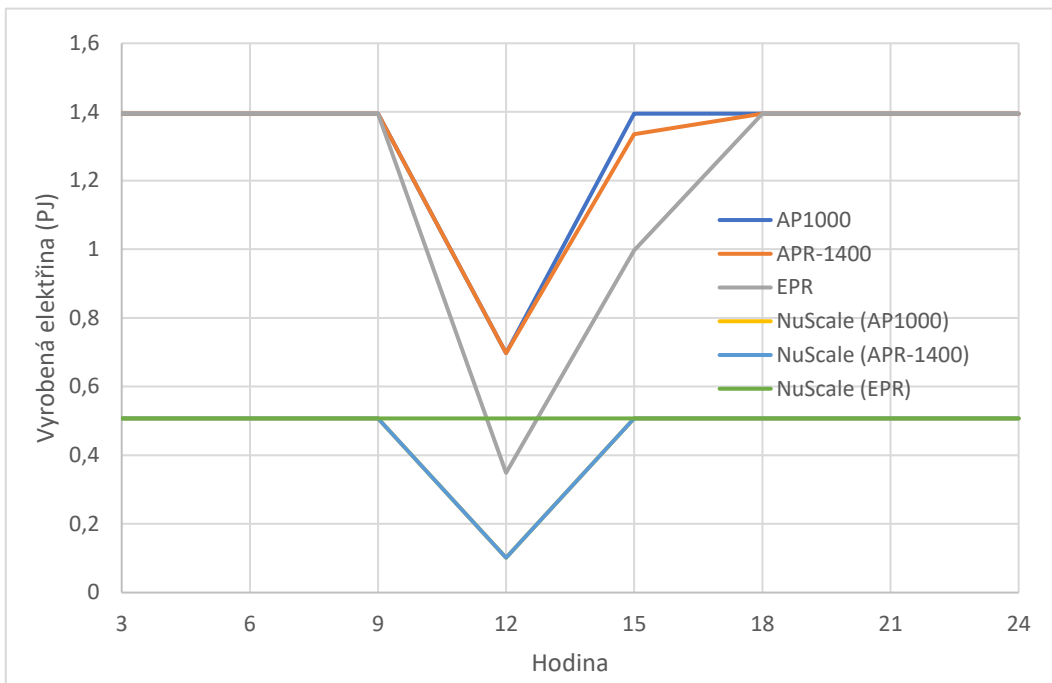
Denní profil výroby elektřiny v jaderných elektrárnách během podzimu a zimy je ovlivněn zužujícím se maximem výroby elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách a importu elektřiny do ČR. V podzimním i zimním období začíná perioda snižování výkonu jaderných elektráren až od deváté hodiny a v zimním období není dle modelových výsledků pro vyrovnávání maxima produkce z fotovoltaických elektráren nutné setrávat na hodnotě minimálního zatížení a po jejím dosažení je možné výkon opět zvyšovat. Tento postup je tedy vhodný



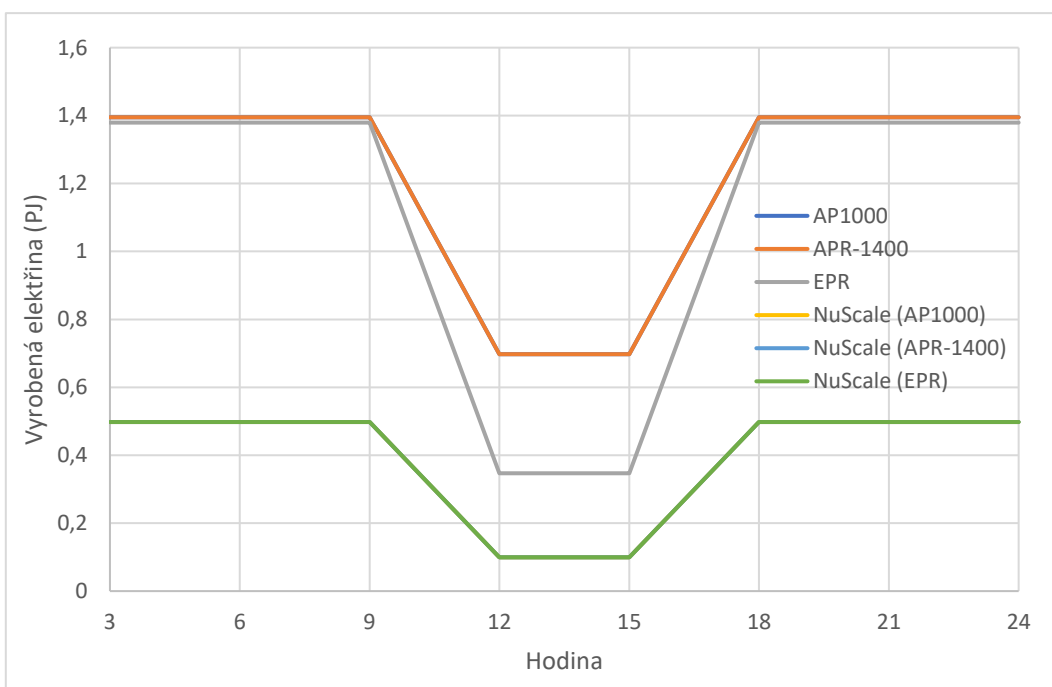
Graf 17: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v podzimních dnech roku 2040 při scénářích s vysokým podílem OZE

z ekonomického pohledu, avšak může být problematický z pohledu manévrovatelnosti reaktoru, neboť jde proti doporučení setrvat po manévru na konstantní hodnotě výkonu po jistou dobu pro vyrovnání transientů. Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v podzimním a zimním ročním období je zobrazen v grafech 17 a 18.

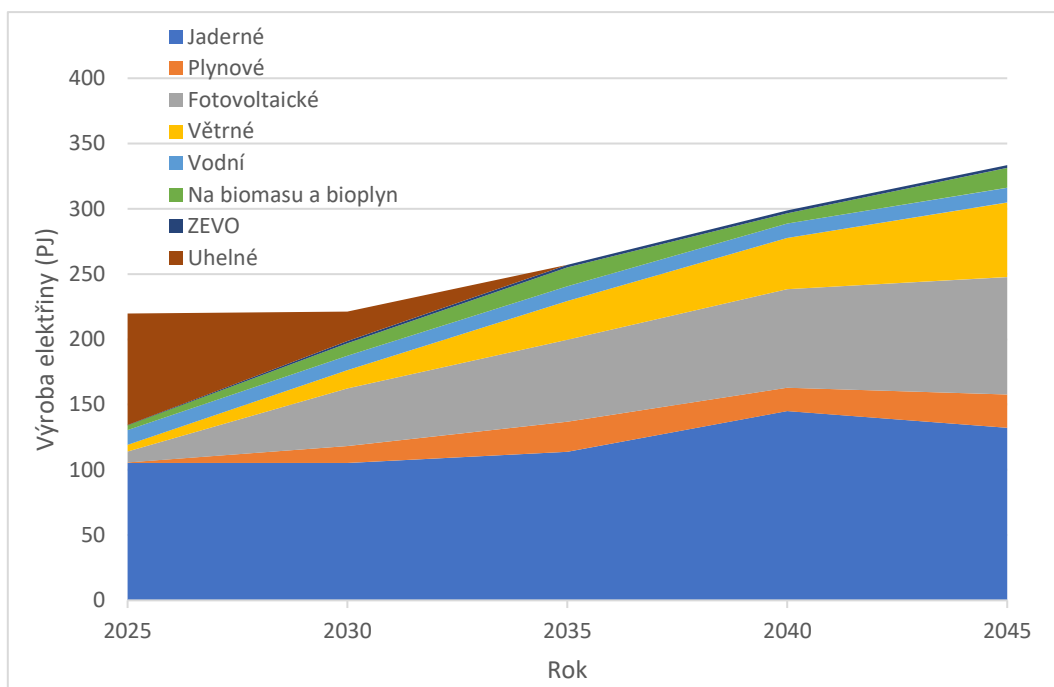
Jak bylo ukázáno v grafu 5, který představoval vývoj instalovaného výkonu napříč modelovaným obdobím referenčního scénáře, mezi lety 2040 a 2045 došlo dle modelových výsledků k nárůstu instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren o 4 GW. Samostatné povolení flexibilního provozu jaderných elektráren nevede k významným odlišnostem ve vývoji české energetiky z pohledu energetického mixu. Tedy také v případě scénářů s flexibilním provozem jaderných elektráren dochází k tomuto nárůstu instalovaného výkonu a výroby elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách, což vede ke zvýšení požadavků na flexibilitu jaderných elektráren. V roce 2045 tak dochází k využití flexibilního provozu jaderných elektráren v co největší možné míře, s plným zapojením elektrárny s reaktory NuScale, a to i v zimním období. Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v zimních dnech roku 2045 je zobrazen v grafu 19.



Graf 18: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v zimních dnech roku 2040 při scénářích s vysokým podílem OZE



Graf 19: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v zimních dnech roku 2045 při scénářích s vysokým podílem OZE



Graf 20: Vývoj výroby elektřiny při scénáři s reaktory EPR a s vysokým podílem OZE

Flexibilní provoz jaderných elektráren vede oproti referenčnímu scénáři ke snížení celkového množství elektřiny, které jaderné elektrárny v daném roce vyrobí. Protože ke snížení výroby dochází v hodinách, kdy je trh elektřinou přesycen, není tento pokles výroby v jaderných elektrárnách plně nahrazován jinými zdroji. Obecně pak nedochází k zásadním změnám v rámci energetického mixu, ve výrobě elektřiny je při srovnání scénářů flexibilního provozu s referenčním scénářem patrný de facto pouze úbytek výroby elektřiny z jádra. Jako příklad je dále v grafu 20 uvedena výroba elektřiny napříč modelovaným obdobím při scénáři, ve kterém jsou v rámci české energetiky instalovány reaktory EPR, jejichž příspěvek k regulaci síťových parametrů je nevýraznější.

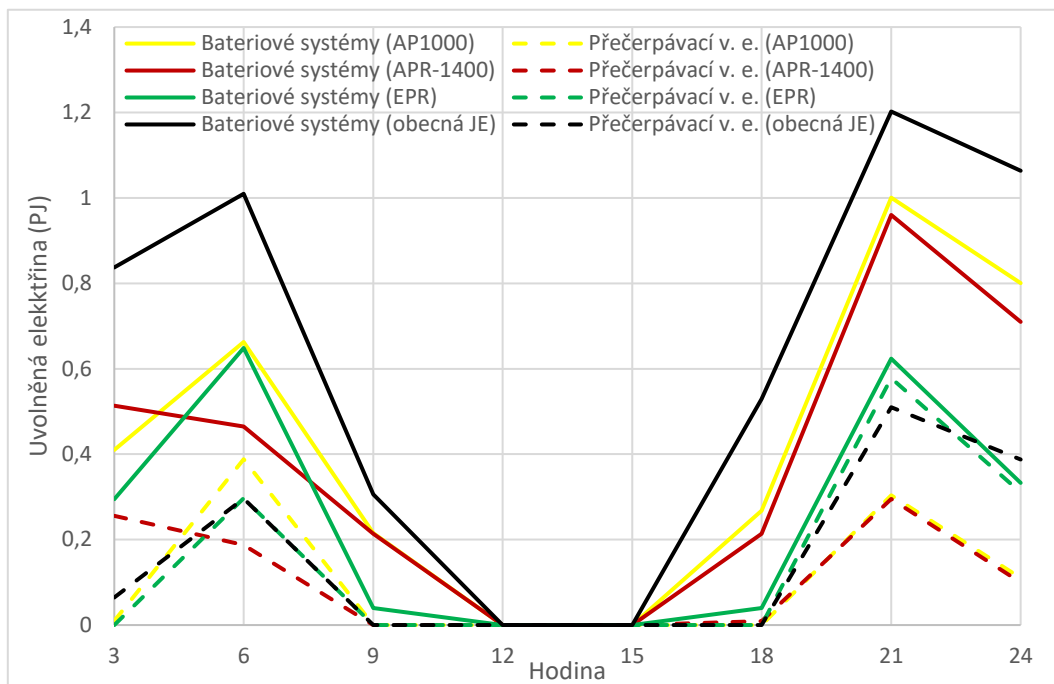
Snížení množství vyrobené elektřiny v jaderných elektrárnách vede oproti referenčnímu scénáři ke snížení jejich koeficientu využití a zvýšení hodnoty parametru LCOE (levelized cost of electricity). Parametr LCOE vyjadřuje celkové diskontované náklady na vyrobenou megawatthodinu elektřiny, respektive cenu elektřiny, při které by byly výnosy z prodeje elektřiny právě dostačující k pokrytí všech nákladů spojených s existencí elektrárny. LCOE je tak vhodným parametrem k porovnání ekonomické výhodnosti využití daných elektráren. Hodnoty těchto parametrů jsou shrnuty v následující tabulce 4. Koeficient využití jaderných elektráren je stanoven jako průměr mezi klíčovými roky modelovaného období, ve kterých jaderné elektrárny vyrábějí elektřinu.

Parametr	Scénář	Obecná JE	EPR	AP1000	APR-1400	NuScale
LCOE (€/MWh)	Referenční	73	-	-	-	60
	S reaktory EPR	-	91	-	-	64
	S reaktory AP1000	-	-	83	-	75
	S reaktory APR-1400	-	-	-	83	75
Koeficient využití (-)	Referenční	0,91	-	-	-	0,95
	S reaktory EPR	-	0,79	-	-	0,89
	S reaktory AP1000	-	-	0,87	-	0,76
	S reaktory APR-1400	-	-	-	0,86	0,76

Tabulka 8: Hodnoty parametru LCOE a koeficientu využití jaderných elektráren

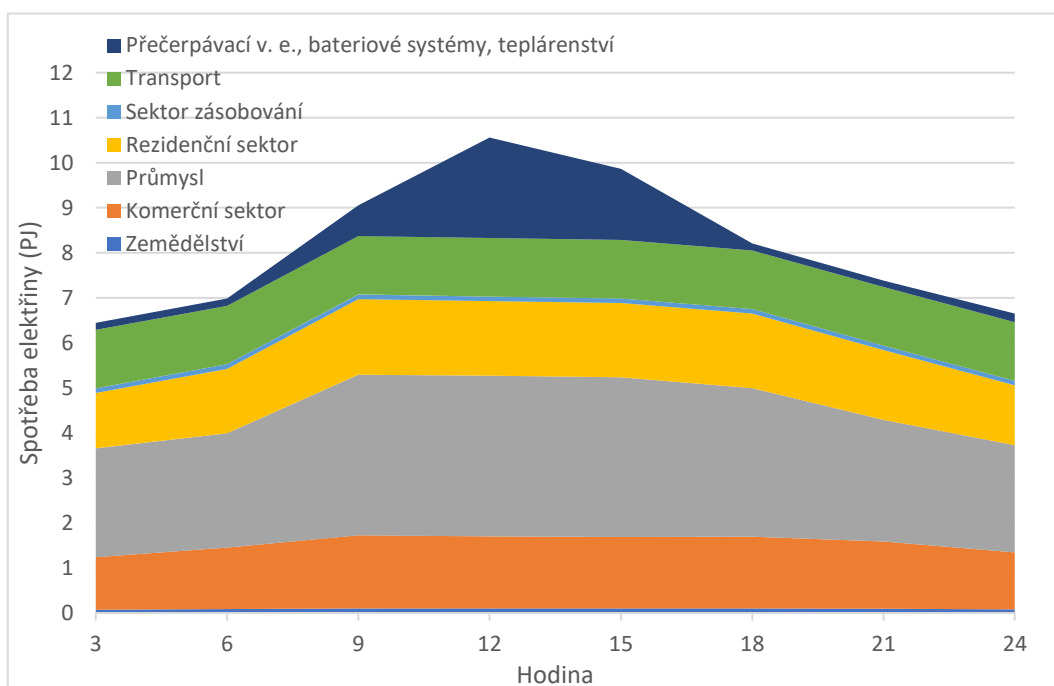
Jak lze pozorovat v tabulce 8, využití flexibilního provozu jaderných elektráren mění jejich koeficient využití i parametr LCOE nezanedbatelným způsobem. Při referenčním scénáři dosahuje koeficient využití elektrárny NuScale 0,95, což je předpokládaná maximální hodnota, a koeficient využití referenční jaderné elektrárny 0,91, což je o setinu méně než předpokládané maximum. V případě velkých reaktorů dosahuje nejnižšího koeficientu využití elektrárna s reaktorem EPR, což je dáno její nejvyšší flexibilitou a parametry české energetiky, které požadují tuto flexibilitu využít. Jak bylo ukázáno v grafech 13, 17 a 18, manévrovací schopnosti elektráren s reaktory EPR však vedou k tomu, že v roce 2040 se elektrárna NuScale nemusí na flexibilním provozu spolupodílet, díky čemuž má elektrárna NuScale o 13 % vyšší koeficient využití než ve scénářích s reaktory AP1000 a APR-1400. Koeficient využití elektráren s reaktory AP1000, resp. APR-1400 je oproti obecné jaderné elektrárně v referenčním scénáři pouze o 4 %, resp. 5 % nižší, ve scénářích s těmito reaktory však dochází k významnému využívání elektráren NuScale, což vede ke snížení jejich koeficientu využití o 19 % oproti referenčnímu scénáři.

Hodnoty parametru LCOE jsou nepřímo úměrné koeficientu využití jaderných elektráren. V tabulce 4 lze pozorovat, že v referenčním scénáři dosahuje jaderná elektrárna hodnoty LCOE 73 €/MWh, kdežto elektrárna NuScale pouze 60 €/MWh. To je dáno předpokládanou kratší dobou výstavby elektrárny NuScale a rovněž její nižší diskontní mírou. Hodnota LCOE elektráren s reaktory AP1000 a APR-1400 je pak o 10 €/MWh vyšší než v případě obecné elektrárny. Hodnota LCOE elektrárny s reaktorem EPR je kvůli nejvyšší míře flexibility mezi danými velkými reaktory až o 18 €/MWh vyšší než v případě obecné jaderné elektrárny. LCOE elektráren NuScale ve scénářích s reaktory AP1000 a APR-1400 je pak o 15 €/MWh vyšší a ve scénáři s reaktorem EPR jen o 4 €/MWh vyšší než ve scénáři s obecnou jadernou elektrárnou. Současně lze pozorovat, že hodnota LCOE elektráren s velkými reaktory narůstá s klesajícím koeficientem využití rychleji než v případě elektráren s reaktory NuScale. To je zřejmě dáno nižší celkovou investicí vztaženou na jednotku instalovaného výkonu potřebnou na zbudování elektrárny s malými modulárními reaktory.

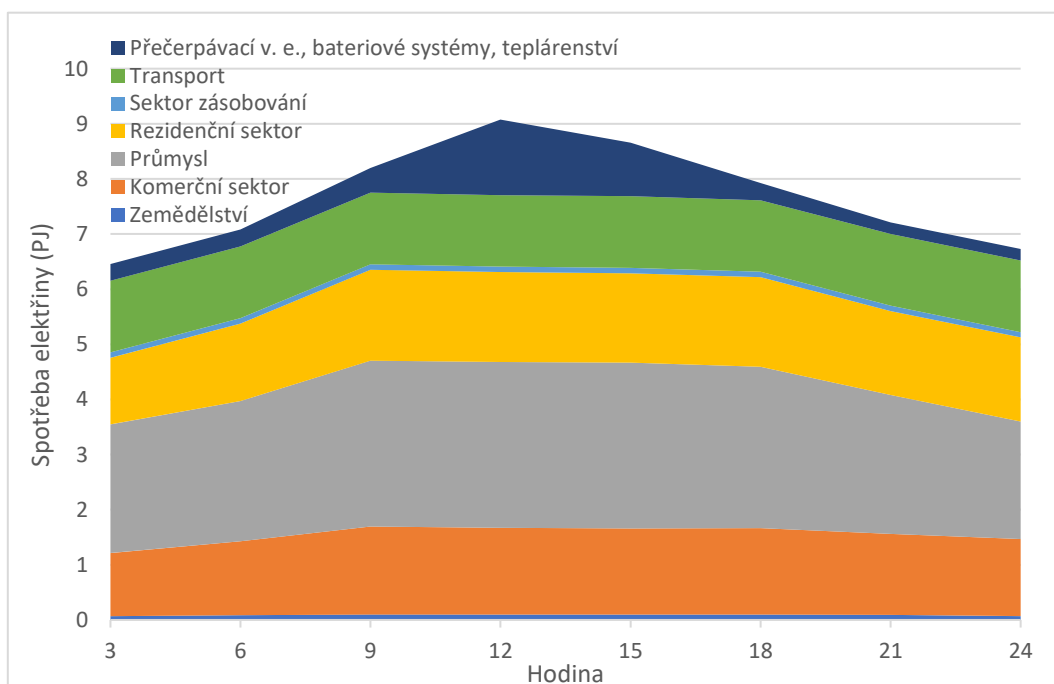


Graf 21: Denní vývoj využití bateriových systémů a přečerpávacích vodních elektráren při scénářích s vysokým podílem OZE

Kromě flexibilního provozu elektráren existují v rámci sítě další mechanismy, pomocí nichž lze vyrovnávat nesoulad mezi denním vývojem výroby elektřiny a její spotřebou. Mezi tyto mechanismy patří využití přečerpávacích vodních elektráren a instalace bateriových systémů. Využití těchto mechanismů mezi scénáři v letních dnech roku 2045 lze pozorovat v grafu 21. Obdobný průběh vykazují také ostatní roční období i v roce 2040. Výsledky ukazují, že využití přečerpávacích vodních elektráren je ve všech scénářích velmi podobné, což naznačuje dosažení maximální aktivity stávajících přečerpávacích vodních elektráren. Modelovací nástroj při tom nevyhodnotil konstrukci nových přečerpávacích vodních elektráren jako ekonomicky výhodnou. Namísto toho jsou v modelovaných scénářích konstruovány bateriové systémy, a to tím více, čím nižší je flexibilita jaderných elektráren. V každém ze scénářů lze pozorovat pokles aktivity bateriových systémů i přečerpávacích vodních elektráren v hodinách maximální produkce elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách, během kterých tyto mechanismy čerpají elektrickou energii, a nárůst v hodinách, kdy je výroba elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách minimální. Současně graf 21 ukazuje, že v nočních hodinách aktivita těchto mechanismů klesá oproti večerním či ranním hodinám, což je zřejmě dáno poklesem poptávky po elektřině v nočních hodinách. V referenčním scénáři je využití bateriových systémů maximální a množství elektřiny uvolněné do sítě dosahuje během všech letních dnů téměř 5 PJ. Ve scénářích s reaktory AP1000 a APR-1400 se pohybuje okolo 3 PJ a ve scénáři s reaktorem EPR jen přibližně 2 PJ. Využití bateriových systémů a přečerpávacích vodních elektráren samostatně nestačí k propojení denních křivek nabídky a poptávky v žádném ze scénářů.



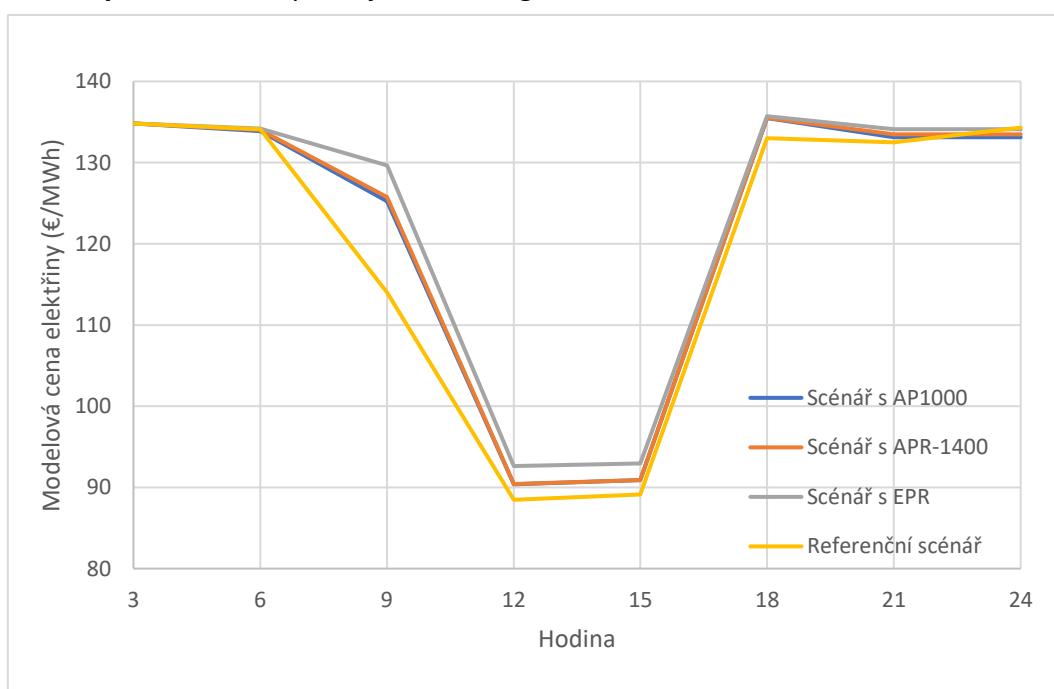
Graf 22: Spotřeba elektřiny v referenčním scénáři s vysokým podílem OZE



Graf 23: Spotřeba elektřiny ve scénáři s reaktory EPR a s vysokým podílem OZE

Grafy 22 a 23 slouží k porovnání denního vývoje čisté spotřeby v různých sektorech energetiky mezi referenčním scénářem a scénářem s jadernými elektrárnami s reaktory EPR. Bez újmy na obecnosti byl pro účel porovnání vybrán denní vývoj spotřeby elektřiny v jarních dnech roku 2040. Grafy ukazují, že v referenčním scénáři dosahuje maximum spotřeby

přibližně 10,5 PJ, kdežto ve scénáři s reaktory EPR dosahuje toto maximum hodnoty pouze přibližně 9 PJ. Při tom je ve scénáři s reaktory EPR ve špičkách dosahováno nižší spotřeby zejména v sektoru teplárenství a přečerpávacích vodních elektráren a bateriových systémů a v průmyslu. Graf 24 poté zobrazuje denní vývoj rovnovážné a nediskontované ceny elektřiny v tomtéž období. Cena elektřiny při tom byla stanovena jako průměr cen elektřiny na hladinách nízkého, středního a vysokého napětí a elektřiny vyráběné průmyslovými samoproducenty, vážený množstvím vyrobené elektřiny na těchto hladinách. V grafu 24 lze vidět propad ceny elektřiny z přibližně 135 €/MWh na 88 až 92 €/MWh v hodinách, kdy výroba elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách dosahuje maxima. Při tom pokles ceny je nejvýraznější v referenčním scénáři a relativně nejméně výrazný ve scénáři s reaktory EPR, což je dáno mírou, s jakou se jaderné elektrárny podílejí na výrobě elektřiny v hodinách maximální výroby z fotovoltaických elektráren. Z těchto informací lze usuzovat na důvody v rámci modelové reprezentace české energetiky, které vedou k využití flexibilního provozu jaderných elektráren. Z pohledu ekonomické optimalizace zřejmě není výhodné umožnit příliš hluboký propad cen elektřiny. V důsledku pak ceny elektřiny neklesají pod náklady na provoz a údržbu jaderných elektráren, a proto je provoz jaderných elektráren z tohoto pohledu posouzen jako ekonomicky výhodný. Pod hodnotu nákladů na provoz a údržbu neklesá ani cena elektřiny na hladině vysokého napětí, kterou jaderné elektrárny vyrábějí. Ze srovnání spotřeby elektřiny v grafech 22 a 23 je však patrné, že při referenčním scénáři je spotřeba elektřiny během hodin maximální produkce elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách o přibližně 1,5 PJ vyšší než ve scénáři s reaktory EPR. Tento fakt naznačuje, že modelovací nástroj přizpůsobuje spotřebu elektřiny zvýšené výrobě nasazením energeticky náročnějších a dražších procesů. Výsledky dále naznačují, že instalace a provoz těchto procesů obecně vede ke konstrukci méně ekonomicky výhodné podoby české energetiky než v případě, kdy je jednoduše snížen výkon jaderných elektráren v době fotovoltaických maxim a je možné mj. instalovat úspornější technologie.

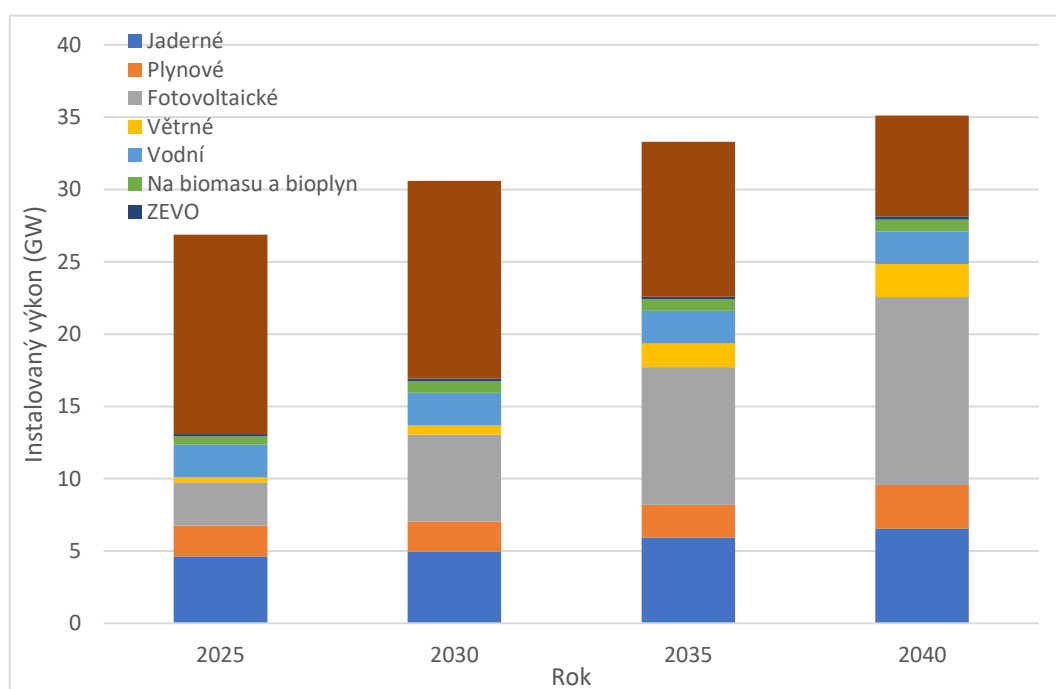


Graf 24: Denní vývoj ceny elektřiny při scénáři s vysokým podílem OZE

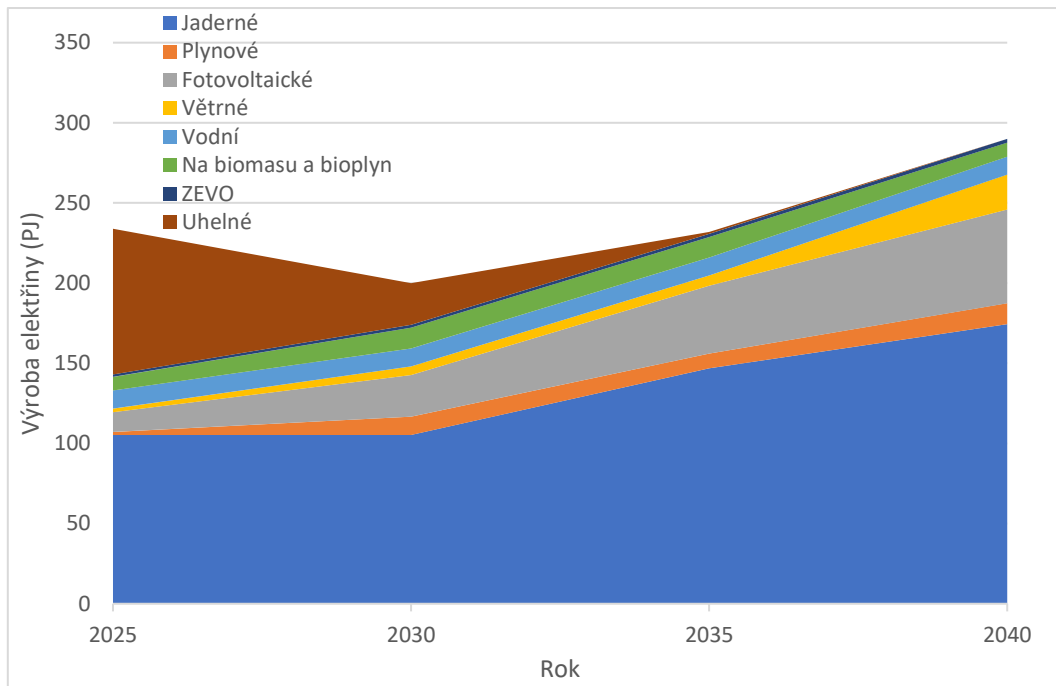
6.2 Scénáře s nízkým podílem OZE

6.2.1 Výsledky referenčního scénáře

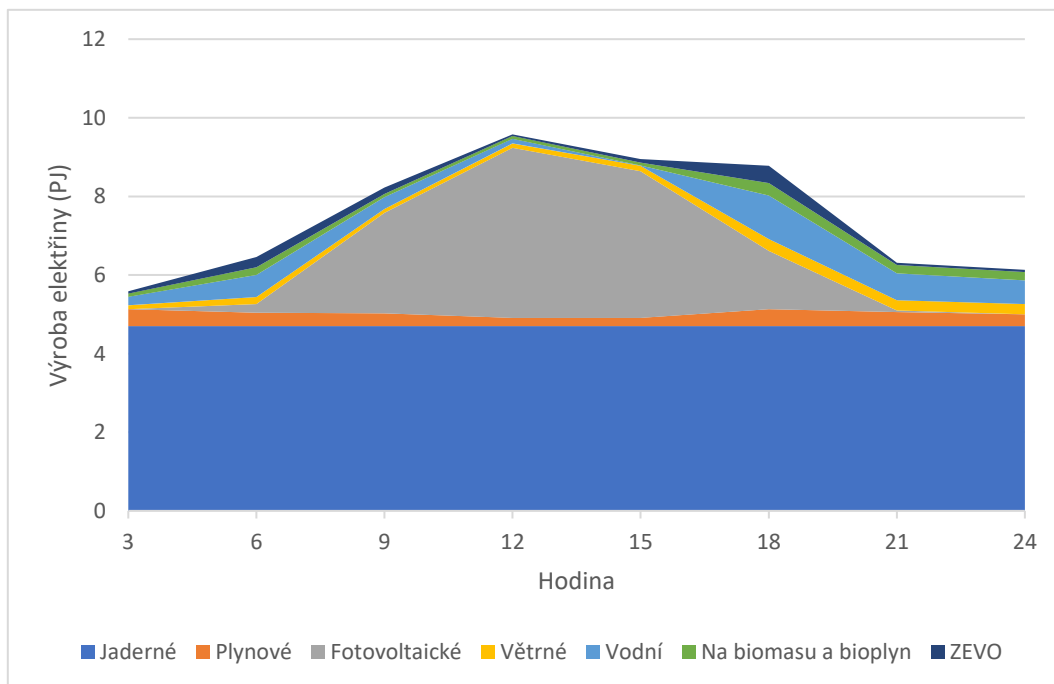
Modelové období scénářů s nízkým podílem obnovitelných zdrojů energie muselo být pro přílišnou výpočetní náročnost zkráceno do roku 2040. Vývoj instalovaného výkonu ve scénáři s nízkým podílem obnovitelných zdrojů energie je zobrazen v grafu 25. Nižší instalovaný výkon elektráren využívajících obnovitelné zdroje energie je kompenzován zejména posílením výstavby jaderných elektráren. Modelovací nástroj při tom uvádí v provoz dle předpokladů novou velkou jadernou elektrárnu o instalovaném výkonu 1,1 GW a elektrárnu s malými modulárními reaktory o instalovaném výkonu 0,4 GW v roce 2035. Dále je pak nevynuceně zprovozněna elektrárna s malými modulárními reaktory o instalovaném výkonu 0,8 GW v roce 2040. Vývoj výroby elektřiny dle elektráren je pak zobrazen v grafu 26. Graf 26 ukazuje, že oproti scénáři s vysokým podílem OZE je většina elektřiny (63 % v roce 2035 a 60 % v roce 2040) vyráběna v jaderných elektrárnách a elektrárny využívající obnovitelné zdroje se na výrobě elektřiny podílejí jen menšinově (z 22 % v roce 2035 a 32 % v roce 2040). Tato změna v rozložení výroby elektřiny v energetickém mixu se projevuje také na denní úrovni. Jako ukázka je dále uveden denní vývoj výroby elektřiny pro letní dny roku 2035 a 2040 v grafech 27 a 28.



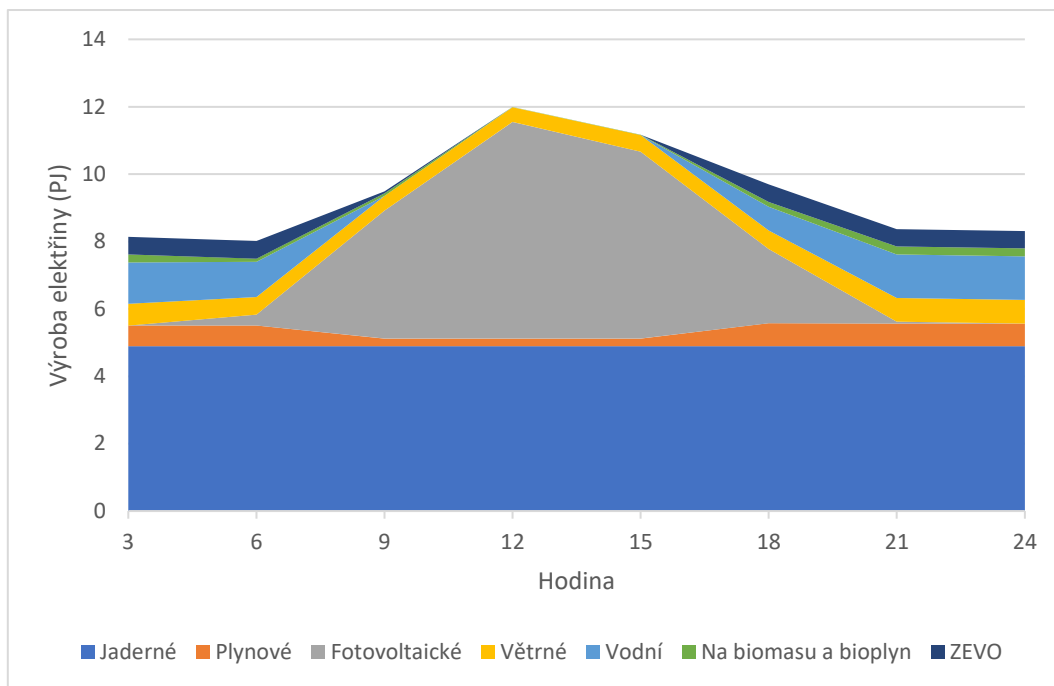
Graf 25: Vývoj instalovaného výkonu ve scénáři s nízkým podílem OZE



Graf 26: Vývoj výroby elektřiny v referenčním scénáři s nízkým podílem OZE



Graf 27: Vývoj výroby elektřiny během letních dnů v roce 2035 při referenčním scénáři s nízkým podílem OZE



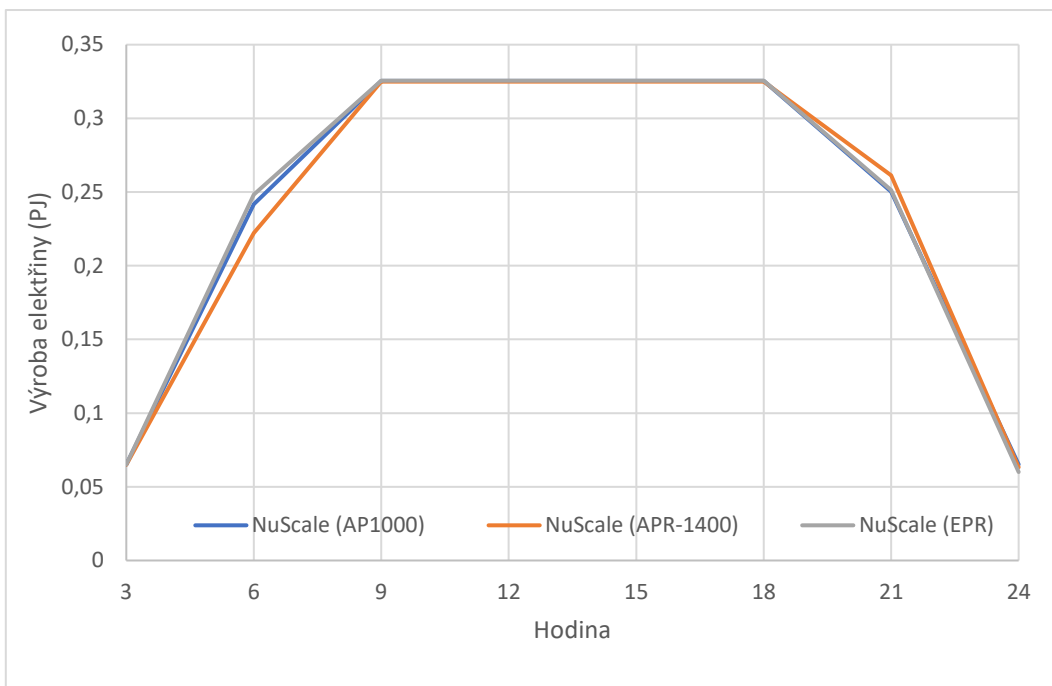
Graf 28: Vývoj výroby elektřiny během letních dnů v roce 2040 při referenčním scénáři s nízkým podílem OZE

Grafy 27 a 28 ukazují, že v návaznosti na nižší instalovaný výkon fotovoltaických elektráren nedosahuje denní vývoj výroby elektřiny tak výrazného maxima jako v případě scénářů s vysokým podílem OZE. Jak v roce 2035, tak v roce 2040 dosahuje nárůst výroby elektřiny v hodinách maximální výroby ve fotovoltaických elektrárnách přibližně 4 PJ oproti nočním hodinám. Zvýšení výroby elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách v roce 2040 je v hodinách jejich maximální výroby oproti roku 2035 kompenzováno flexibilním provozem plynových elektráren, elektráren na biomasu a bioplyn, vodních elektráren a ZEVO. Jak lze vyvodit ze srovnání představeného denního vývoje výroby elektřiny s denním profilem spotřeby elektřiny, zobrazeným v grafech 1 a 2, je zřejmé, že nárůst výroby elektřiny mezi dvanáctou a patnáctou hodinou výrazně nepřevyšuje profil spotřeby, tak jako v případě scénářů s vysokým podílem OZE. Je tak definována podoba energetiky, která se oproti její alternativě s vysokým podílem značně liší, a způsob, jakým je výhodné jaderné elektrárny v takovém systému provozovat, je představen v následující kapitole.

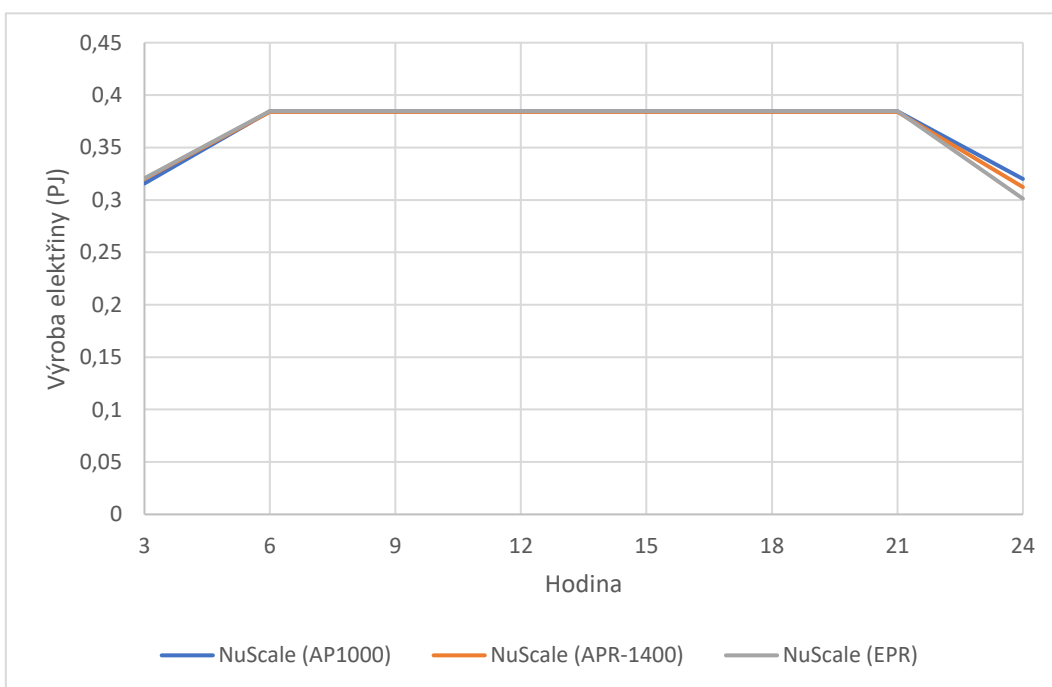
6.2.2 Výsledky scénářů s flexibilním provozem jaderných elektráren

V grafech 29, 30, 31 a 32 lze pozorovat, že dle modelových výsledků je v elektrárnách s malými modulárními reaktory v jarním, letním a podzimním období roku 2035 omezoována výroba elektřiny v nočních hodinách. Elektrárny s velkými reaktory jsou v každém scénáři provozovány v základním zatížení, což ukazuje, že flexibilní provoz elektráren s malými modulárními reaktory při této konfiguraci české energetiky dostačuje pro regulaci síťových parametrů. Pouze v jarním období je při tom dle modelových výsledků vhodné využít možnost snížení výkonu až na hodnotu minimálního zatížení, tj. 20 % nominálního výkonu. To je, podobně jako ve scénářích s vysokým podílem OZE, zřejmě dáno relativně vysokými hodnotami importu a nulovým exportem elektřiny v jarním období. Během letních a podzimních dnů je v nočních hodinách exportován více než 1 PJ elektřiny, což kompenzuje

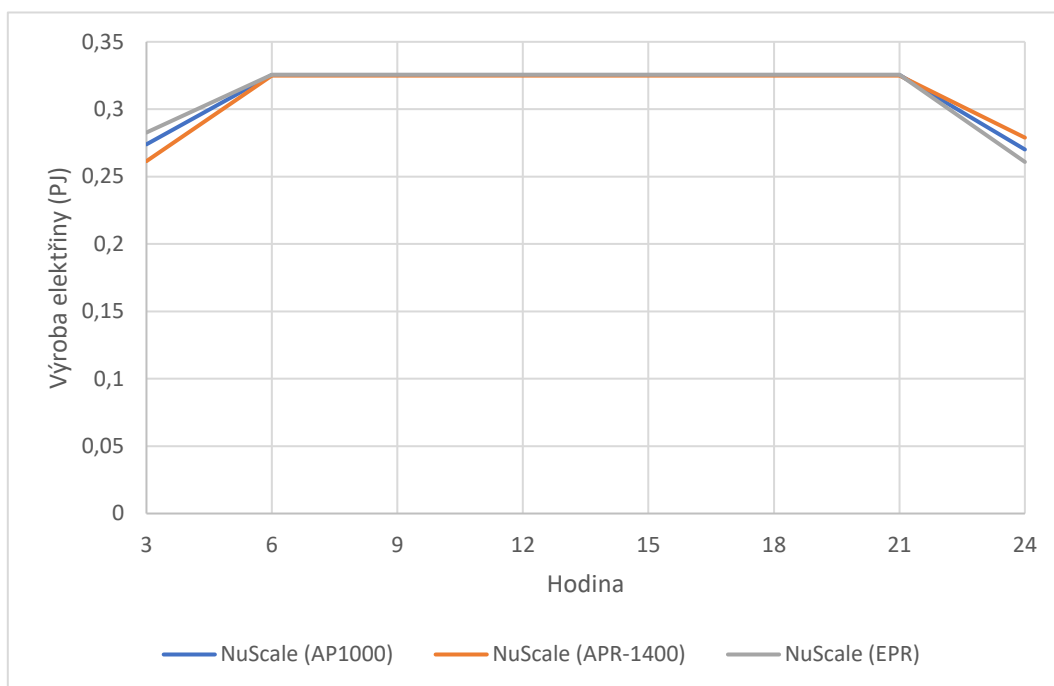
pokles spotřeby elektřiny během noci, a navíc je během nočních hodin import nulový. Proto je dle modelových výsledků výkon elektráren s reaktory NuScale snižován pouze na přibližně 81 %, resp. 84 % nominálního výkonu. Obdobných parametrů dosahuje import a export také v zimě, dle modelových výsledků však je možné v zimě provozovat elektrárny NuScale v základním zatížení. Denní vývoj importu a exportu v ročních obdobích roku 2035 je zobrazen v grafech 33, 34, 35 a 36. V roce 2040 pak dochází ke zvýšení spotřeby elektřiny a také k nárůstu podílu fotovoltaických elektráren v energetickém mixu. V důsledku je pak pozměněn denní profil výroby elektřiny tak, že lépe kopíruje profil spotřeby, a provoz jaderných elektráren tak nemusí být přizpůsoben poklesu spotřeby v nočních hodinách. Namísto toho modelové výsledky ukazují využití flexibilního provozu během hodin maximální produkce elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách, avšak nikoliv v takové míře, jako ve scénářích s vysokým podílem OZE. Jak lze pozorovat v grafech 37, 38, 39 a 40, nejvyšší míra flexibility je vyžadována v jarním období, kdy se výroba elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách schází s importem elektřiny, jenž má maximum rovněž mezi dvanáctou a patnáctou hodinou. Ve dvanáct hodin klesá výkon elektráren s reaktory NuScale na hodnotu jejich minimálního zatížení. To však zřejmě stačí pro kompenzaci maxima ve výrobě elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách, neboť flexibilní provoz elektráren s velkými reaktory není využit. Během léta modelové výsledky ukazují využití pouze velmi nízké míry flexibility ke kompenzaci maxima ve výrobě elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách a během podzimu a zimy je možné elektrárny s reaktory NuScale s výhodou provozovat v základním zatížení. Snižování koeficientu využití elektráren s reaktory NuScale je v těchto scénářích velmi nízké. Ve všech scénářích s flexibilním provozem jaderných elektráren dosahuje koeficient využití elektráren s reaktory NuScale hodnoty přibližně 0,93, tedy je o dvě setiny nižší než v případě využití provozu v základním zatížení. Hodnota LCOE je oproti 60 €/MWh při provozu v základním zatížení navýšena na přibližně 61,3 €/MWh ve všech scénářích, ve kterých je využíván flexibilní provoz elektráren s reaktory NuScale.



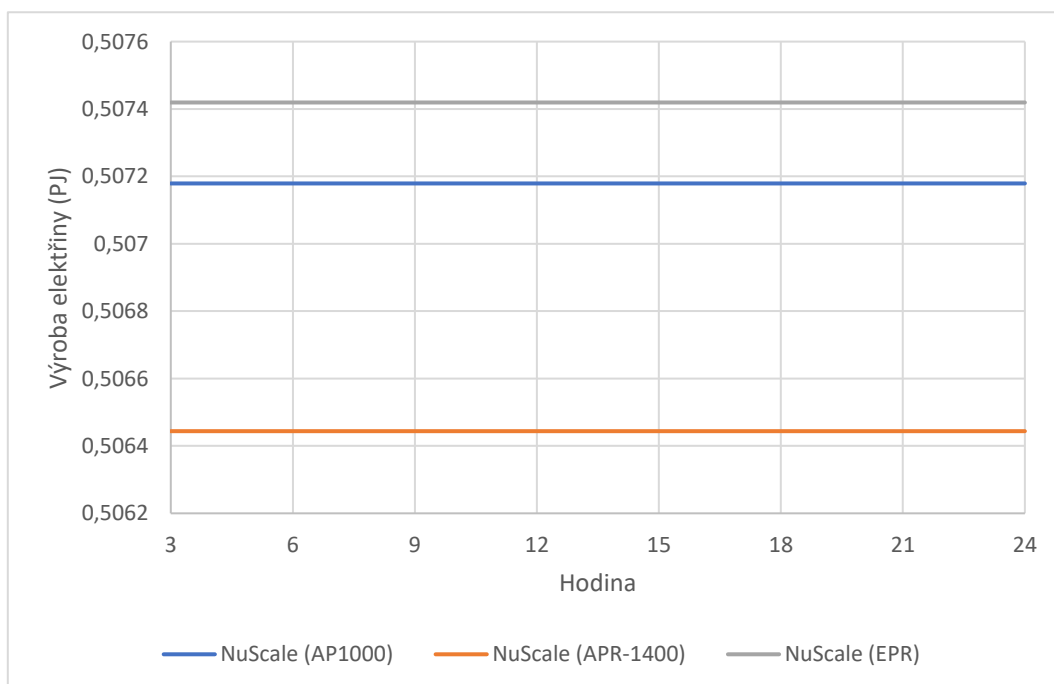
Graf 29: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v jarních dnech roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE



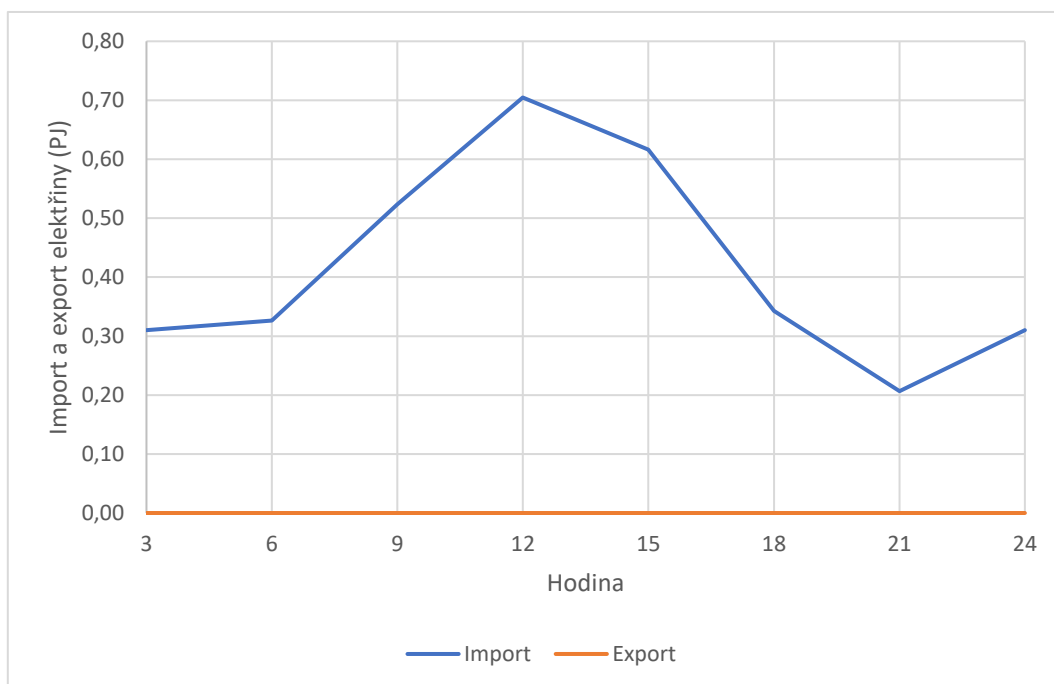
Graf 30: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v letních dnech roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE



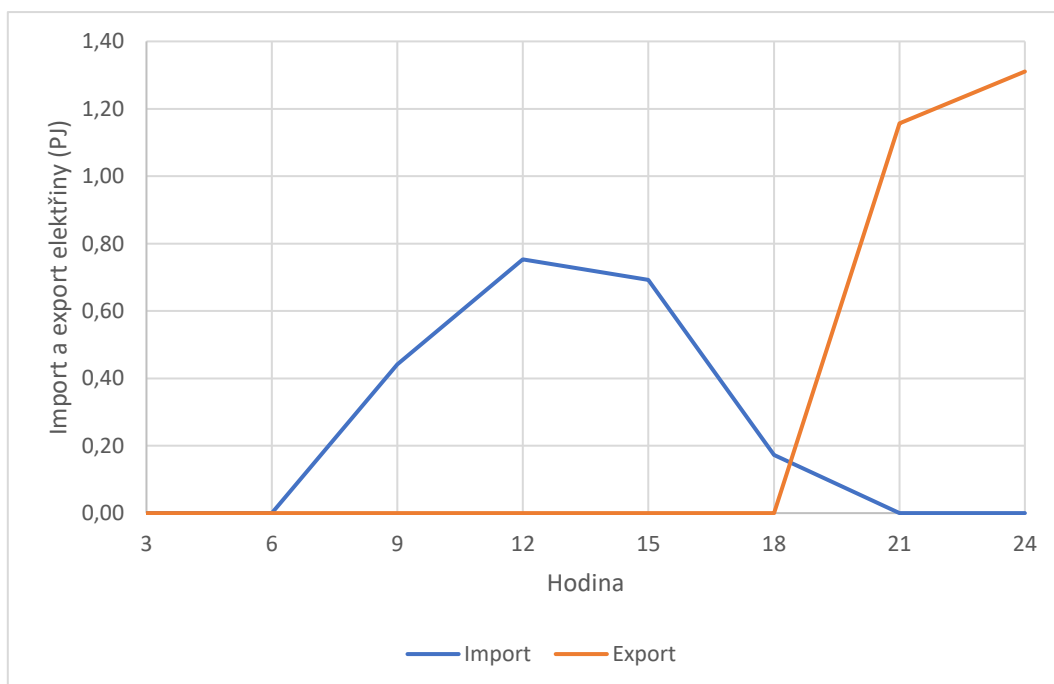
Graf 31: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v podzimních dnech roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE



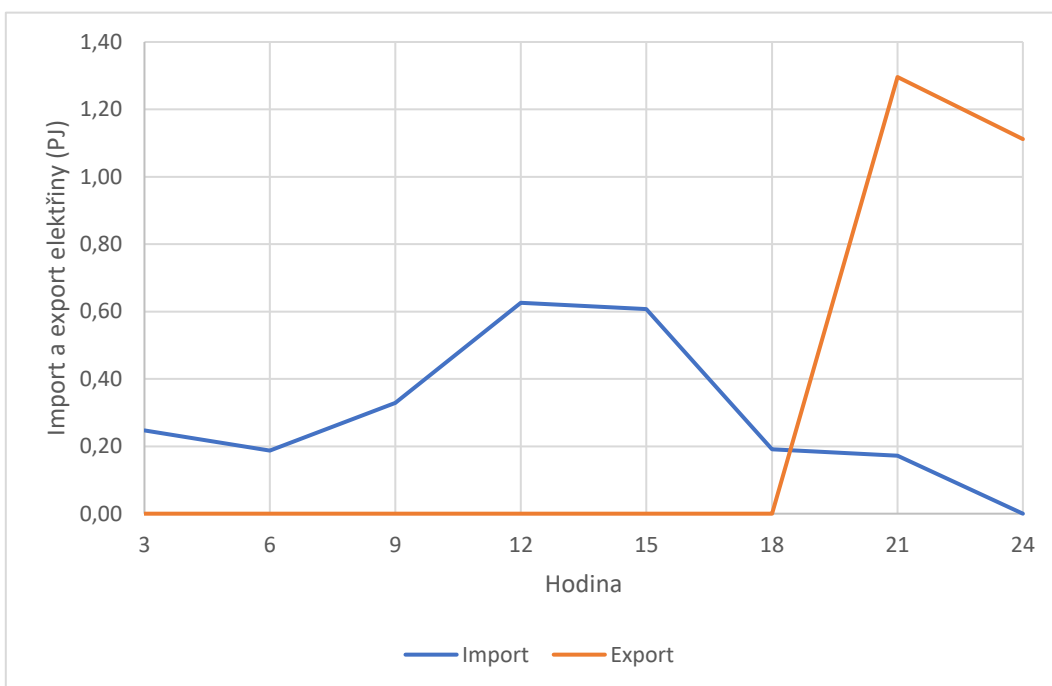
Graf 32: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v zimních dnech roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE



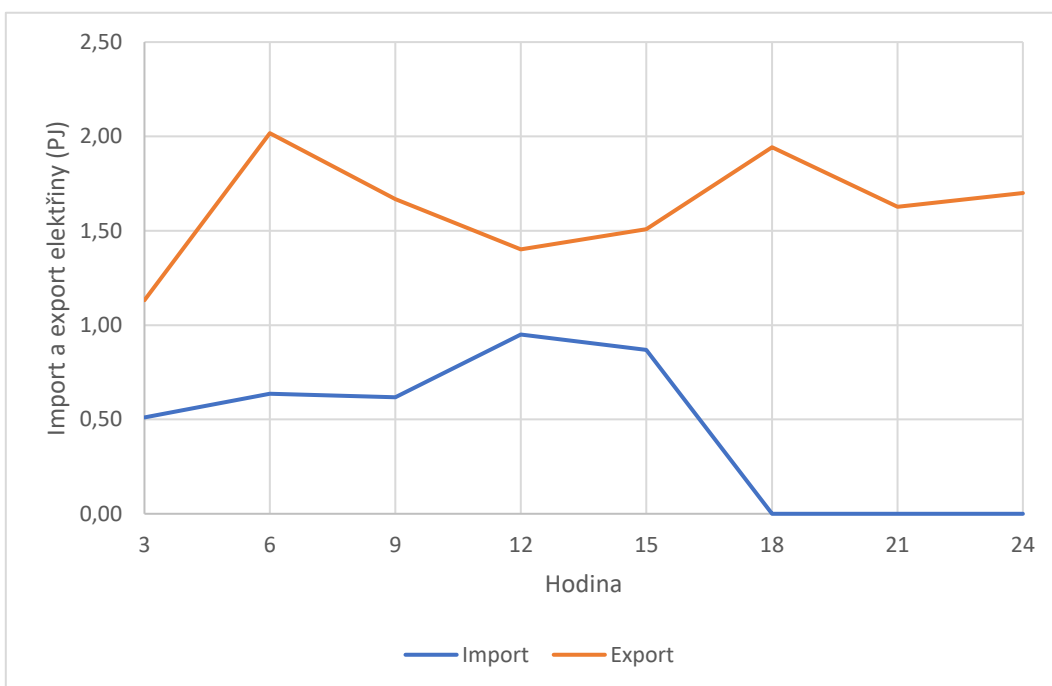
Graf 33: Denní vývoj importu a exportu elektřiny v jarním období roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE



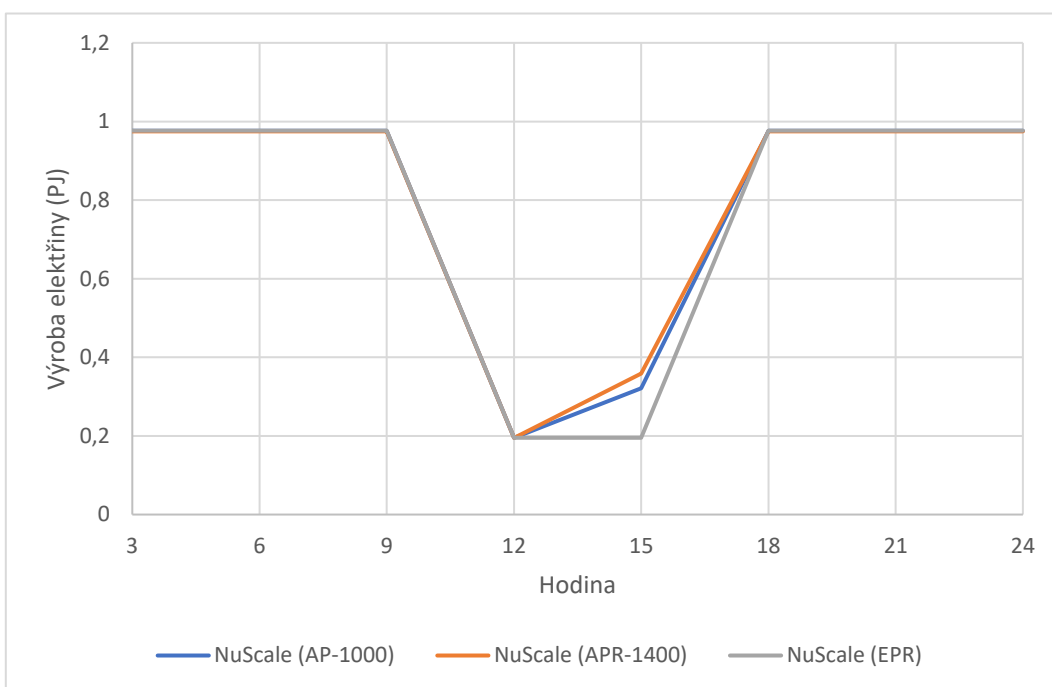
Graf 34: Denní vývoj importu a exportu elektřiny v letním období roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE



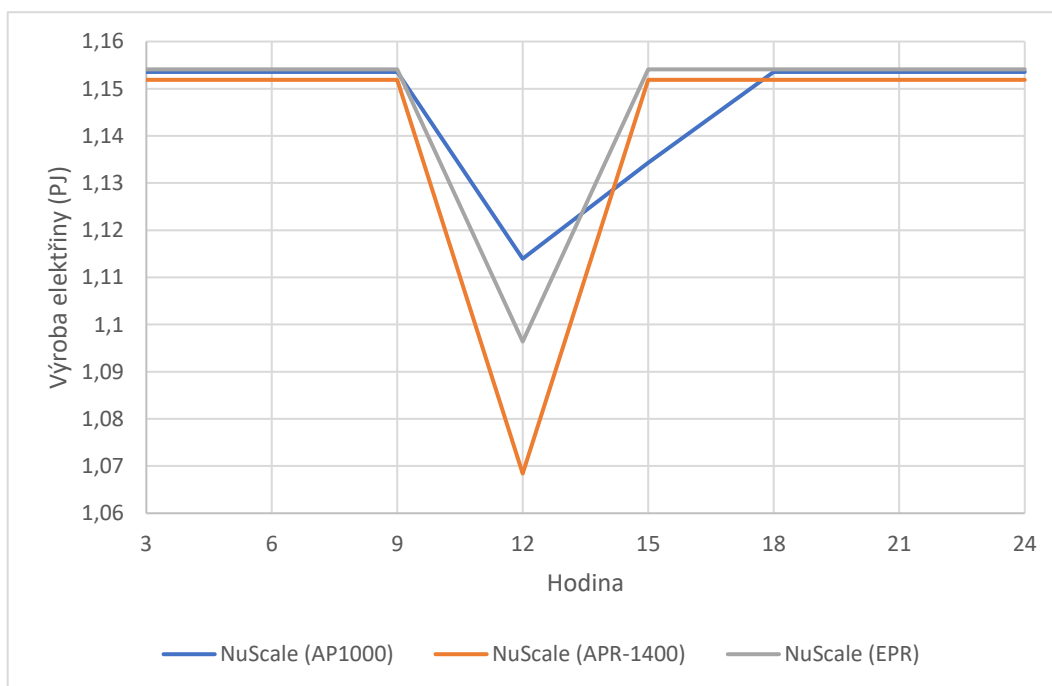
Graf 35: Denní vývoj importu a exportu elektřiny v podzimním období roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE



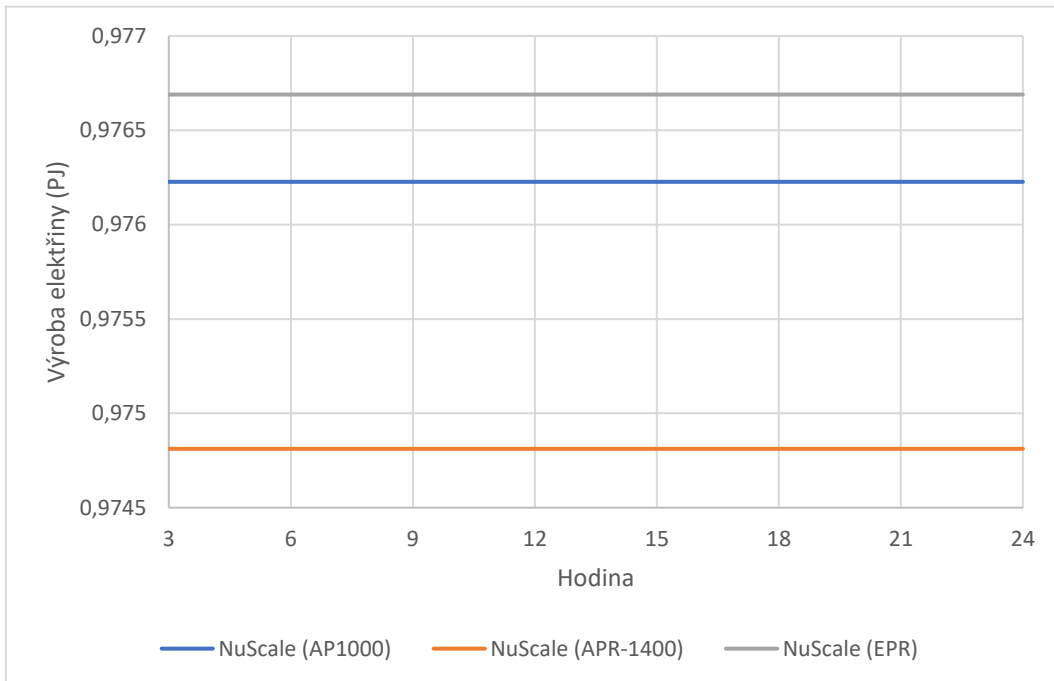
Graf 36: Denní vývoj importu a exportu elektřiny v zimním období roku 2035 ve scénářích s nízkým podílem OZE



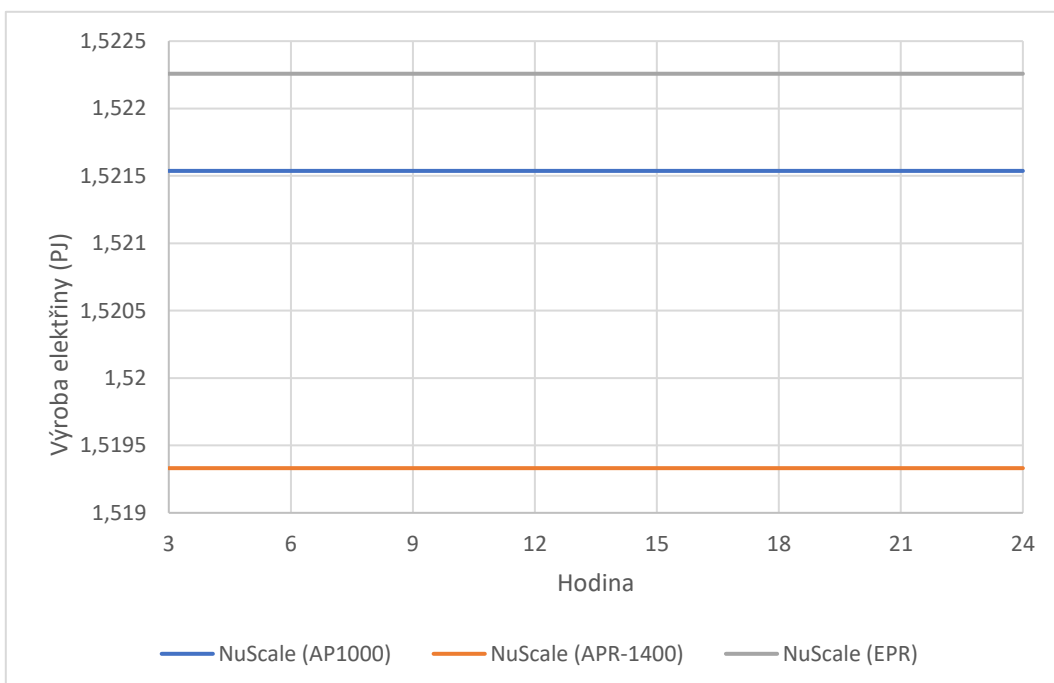
Graf 37: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v jarních dnech roku 2040 ve scénářích s nízkým podílem OZE



Graf 38: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v letních dnech roku 2040 ve scénářích s nízkým podílem OZE



Graf 39: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v podzimních dnech roku 2040 ve scénářích s nízkým podílem OZE



Graf 40: Denní vývoj výroby elektřiny jadernými elektrárnami v zimních dnech roku 2040 ve scénářích s nízkým podílem OZE

6.3 Diskuse výsledků

Získané modelové výsledky nelze chápat jako predikci konkrétní budoucí podoby české energetiky. Tyto výsledky je nutné interpretovat jako informaci o možném směru vývoje české energetiky za daných předpokladů, za které lze označit celý použitý model, a ty nejdůležitější z nich pro téma této práce byly shrnuty v kapitole 5. Konkrétní modelové výsledky jsou silně závislé na předpokladech, a skutečný vývoj české energetiky se téměř jistě se všemi zde využitými předpoklady neshodne, ať je použitý model jakkoliv detailní a kvalitní. Proto tkví přínos modelových výsledků, spíše než v zobrazení konkrétních hodnot, v odhalení souvislostí mezi předpoklady a modelovými výsledky i mezi jednotlivými veličinami tvořícími modelové výsledky.

Modelové výsledky, rozebrané v odstavcích výše, ukazují, že budoucí podoba české energetiky se může opírat zejména o kombinaci elektráren využívajících obnovitelné zdroje energie a jaderných elektráren. Zatímco větrné elektrárny mají měnit svůj výkon během dne relativně málo, výroba elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách má dosahovat mezi dvanáctou a patnáctou hodinou výrazné amplitudy. Tato amplituda však zcela nekoresponduje s profilem poptávky po elektřině. K tomu, aby byla výroba elektřiny s výrazným maximem fotovoltaických elektráren poptávce přizpůsobena, slouží modelovacímu nástroji sada mechanismů. Mezi tyto mechanismy se řadí například instalace bateriových systémů, využívání přečerpávacích vodních elektráren, konstrukce energeticky méně úsporných technologií či zavedení flexibilního provozu elektráren. Využití různých mechanismů vede ke konstrukci různých obrazů energetiky s různou ekonomickou výhodností, přičemž flexibilní provoz elektráren je dle modelových výsledků výhodným mechanismem. Protože jaderné elektrárny jsou v modelovaných scénářích zásadní složkou energetického mixu, je jejich flexibilní provoz za účelem vyrovnávání nabídky s poptávkou po elektřině využíván. V závislosti na tom, jaký je poměr výroby elektřiny v elektrárnách využívajících obnovitelné zdroje energie a jaderných elektrárnách, se mění konkrétní podoba flexibilního provozu jaderných elektráren. V případě scénářů s vysokým podílem fotovoltaických a větrných elektráren na výrobě elektřiny jsou jaderné elektrárny využity výhradně ke kompenzaci nadprodukce elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách mezi dvanáctou a patnáctou hodinou. V těchto hodinách je výroba ve velkých jaderných elektrárnách snížena tak, jak to dovolují manévrovací schopnosti daných modelů jaderných elektráren. V případě reaktorů AP1000 a APR-1400 je tak výkon snížen na 50 % nominálního výkonu a v případě reaktoru EPR je snížen až na 25 % nominálního výkonu. Tento průběh výkonu je v roce 2040 využit během jara, léta a podzimu, v zimě je pak dosaženo rovněž minimálního zatížení elektráren, avšak pouze ve dvanáct hodin, kdy je výroba ve fotovoltaických elektrárnách nejvyšší. To je zřejmě dáno nejnižším koeficientem využití fotovoltaických elektráren právě v zimním období. Ve výsledcích roku 2040 lze dále pozorovat, že pouze v případě reaktoru EPR není kromě jarního období nutné využívat flexibilní provoz elektrárny NuScale. Využití flexibilního provozu během jarního období je pravděpodobně způsobeno vysokými hodnotami importu elektřiny, které mají rovněž maximum mezi dvanáctou a patnáctou hodinou. Z tohoto výsledku lze usuzovat, že elektrárna s reaktorem EPR, která má alespoň 1,1 GW instalovaného výkonu k dispozici pro flexibilní provoz se sledováním zatížení v síti, dostačuje s výjimkou jarního období v rámci

modelové reprezentace české energetiky spolu s využitím ostatních mechanismů pro vyrovnávání výroby elektřiny v 18 GW fotovoltaických elektráren. V roce 2045 pak dochází k navýšení instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren o další 4 GW a další zvýšení výroby elektřiny zejména mezi dvanáctou a patnáctou hodinou vede nejen k nutnosti využívat flexibilní provoz elektráren NuScale spolu s velkými reaktory, ale také k setrvání elektráren s velkými reaktory na hladině jejich minimálního zatížení také během dvanácté až patnácté hodiny zimního období. Rychlost změny výkonu není pro žádný z uvažovaných modelů elektráren omezujícím faktorem, ačkoliv pro důsledný průzkum vlivu tohoto parametru by bylo vhodné mít k dispozici model s časovým rozlišením alespoň po jedné hodině. Z pohledu denního vývoje poptávky po elektřině a výroby elektřiny ve fotovoltaických a větrných elektrárnách je však nutné poznamenat, že jejich popis v modelu se odehrává na úrovni průměru mezi dny v daných ročních obdobích. Ve skutečnosti ovšem mohou nastat dny, ve kterých i mezi dvanáctou a patnáctou hodinou bude výroba ve fotovoltaických elektrárnách relativně nízká, a bude tak třeba nižší míra flexibility, a také mohou nastat dny, kdy bude výroba elektřiny mezi dvanáctou a patnáctou hodinou ještě vyšší, než ukazují modelové výsledky. Rovněž mohou nastat dny, ve kterých se maximum výroby ve fotovoltaických elektrárnách sejde s maximum výroby ve větrných elektrárnách, a tak bude vyžadována ještě větší míra flexibility elektráren, bude-li k dispozici.

V případě scénářů s nízkým podílem obnovitelných zdrojů energie na výrobě elektřiny je situace odlišná a flexibilní provoz jaderných elektráren je dle modelových výsledků v roce 2035 vhodné využít přímo k vyrovnání poklesu zatížení v nočních hodinách. Protože tento pokles není dle předpokladů tak výrazný, je během léta a podzimu vhodné pouze nízké snížení výkonu a během zimy postačuje provoz v základním zatížení. Jarní období roku 2035 je odlišné, modelové výsledky během jara ukazují pokles výkonu až na hodnotu minimálního zatížení elektráren s reaktory NuScale. To je pravděpodobně dáno kombinací snížení poptávky po elektřině během noci spolu s importem elektřiny v nočních hodinách, a také nevýhodným, a proto nevyužívaným exportem elektřiny. V roce 2040 pak dochází k navýšení instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren a z tohoto důvodu se přesouvá potřeba kompenzovat pokles poptávky během noci na nutnost vyrovnávání nadprodukce elektřiny mezi dvanáctou a patnáctou hodinou. Další léta modelovaného období musela být pro usnadnění dosažení řešení odebrána, lze ale předpokládat, že tento trend by byl v dalších letech s dalším navýšením instalovaného výkonu ještě umocněn.

Jaderné elektrárny vyžadují pro svou výstavbu velmi vysoké investiční náklady, avšak jejich náklady na provoz a údržbu jsou relativně nízké. I relativně malé snížení koeficientu využití jaderných elektráren má proto za následek poměrně výrazné zvýšení hodnoty parametru LCOE. Ve scénářích s vysokým podílem OZE lze mezi obecnou jadernou elektrárnou, provozovanou v základním zatížení, a reaktorem EPR, u nějž je využívána nejvyšší míra flexibility mezi uvažovanými modely jaderných elektráren, pozorovat nárůst hodnoty LCOE o 25 %. Podobný nárůst hodnoty LCOE vznikl také mezi elektrárnou NuScale, provozovanou v základním zatížení, a elektrárnou NuScale ve scénářích s reaktory AP1000 a APR-1400. Ve skutečnosti je situace komplikovanější o změny účinnosti se změnou zatížení elektrárny, dodatečné náklady způsobené flexibilním provozem, případnou možností prodloužit cyklus

paliva v elektrárně nebo možnými odměnami za přispění k regulaci elektrické sítě. Porovnání hodnot LCOE s ostatními elektrárnami je uvedeno v tabulce 9.

Typ elektrárny	Obecná JE	EPR	AP1000	APR-1400	NuScale (ref.)	NuScale (EPR)	NuScale (AP1000)	NuScale (APR-1400)
LCOE (€/MWh)	73	91	83	83	60	64	75	75
Typ elektrárny	Plynové	Fotovoltaické	Větrné	Na biomasu a bioplyn	ZEVO	-	-	-
LCOE (€/MWh)	89	77	73	87	113	-	-	-

Tabulka 9: Srovnání hodnot parametru LCOE jednotlivých elektráren

Porovnání hodnot LCOE s ostatními elektrárnami ukazuje, že v kontextu ostatních elektráren je nárůst LCOE zapříčiněný flexibilním provozem relativně výrazný. V modelové reprezentaci české energetiky dokonce v případě velkých reaktorů dochází k navýšení z hodnoty 73 €/MWh při provozu v základním zatížení, která se shoduje s hodnotou LCOE větrných elektráren až na 91 €/MWh při flexibilním provozu s parametry reaktoru EPR, což je druhá nejvyšší hodnota mezi elektrárnami, hned po zařízeních pro energetické využití odpadů.

Úloha modelování flexibilního provozu jaderných elektráren v podobě představené v této práci tlačí modelovací nástroj TIMES na hranici jeho možností. Pro zobrazení vazeb flexibilního provozu jaderných elektráren na českou energetiku jako celek je vhodné mít k dispozici úplný model české energetiky a neomezovat se pouze na jeho elektrárenskou komponentu. Proto tohoto přístupu bylo využito v této práci. Nevýhodou tohoto přístupu však je nadměrná výpočetní složitost modelu, která je důsledkem přechodu k podrobnějšímu dělení časových úseků v modelu v kombinaci s rozsáhlým modelem TIMES-CZ_V03. Výpočetní složitost modelu, i s využitím tříhodinových intervalů, vedla k prodloužení doby řešení z řádu minut až hodin na dny. Kromě toho lze ve výsledcích také pozorovat menší nesrovnalosti mezi scénáři, které zřejmě vznikly v důsledku neschopnosti solveru nalézt optimální řešení. Současně se nabízí otázka vhodnosti použití modelovacího nástroje TIMES, respektive modelů ze série TIMES-CZ, pro modelování flexibilního provozu jaderných elektráren, neboť mechanismus umělého navýšení spotřeby elektřiny pro kompenzaci maximální výroby elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách zřejmě nebude uveden v praxi. Podle německé zkušenosti s takovým provozem spíše dojde k propadu ceny elektřiny natolik, že výroba v jaderných elektrárnách nebude v takových hodinách ekonomická, a v reakci na tento propad ceny nastane snižování výkonu jaderných elektráren. Přesto se lze domnívat, že byt' je v rámci modelových výsledků flexibilního provozu jaderných elektráren pravděpodobně dosaženo z jiné příčiny, jeho podoba může budoucí realitě odpovídat.

Úloha modelování flexibilního provozu jaderných elektráren pomocí modelovacího nástroje TIMES je komplikovaná a jen s obtížemi se jí lze zhostit v úplnosti, neboť vytvořit konstrukci v modelovacím nástroji TIMES, která by realisticky reprezentovala síťovou frekvenci, není triviálním problémem. Z tohoto důvodu se zdá být rozumnější pro kompletní modelování flexibilního provozu jaderných elektráren přistoupit k modelování pomocí síťových modelů, jakým je například PLEXOS. Přesto by však mohlo být možné dosáhnout přesnější

reprezentace vývoje české energetiky se zohledněním flexibilního provozu jaderných elektráren i pomocí modelovacího nástroje TIMES. Taková operace by však vyžadovala výrazně větší časovou investici a její přínos by bylo vhodné nejprve porovnat s možnostmi síťových modelů, aby dávalo smysl se jí zabývat.

7. Závěr

Transformace české energetiky v následujících letech přinese řadu nových výzev. Protože je očekáván výrazný nárůst instalovaného výkonu elektráren využívajících obnovitelné zdroje energie, bude pravděpodobně jednou z takových výzev přizpůsobení provozu elektrické sítě výkyvům ve výrobě elektřiny elektráren využívajících obnovitelné zdroje energie. Zásadní součástí českého energetického mixu má nadále být také jaderná energie. Jaderné elektrárny spolu s elektrárnami využívajícími obnovitelné zdroje energie mají dle modelových výsledků v budoucnu tvořit naprosto většinový podíl na výrobě elektřiny v České republice. Nabízí se tak otázka, do jaké míry bude v budoucnu potřeba regulovat parametry elektrické sítě v závislosti na výrobě elektřiny v elektrárnách využívajících obnovitelné zdroje energie či změnách v poptávce po elektřině. Současně je užitečné prozkoumat, jak se na regulaci parametrů elektrické sítě mohou podílet jaderné elektrárny a také do jaké míry je jejich přispění k provozu elektrické sítě výhodné.

Modelovací nástroj TIMES je energeticko-ekonomický modelovací nástroj, který umožňuje modelovat budoucí vývoj české energetiky na základě ekonomických principů. Výsledná modelová podoba energetiky je dána jako ekonomicky nejvýhodnější podoba energetiky, jaké je za daných předpokladů možno dosáhnout. Modelovací nástroj TIMES je založen na velmi detailním popisu modelovaných systémů. Tato vlastnost umožňuje soustředit se nejen na celkový obraz modelové podoby české energetiky, ale také charakteristiky jednotlivých technologií v rámci české energetiky. Toho je využito také v této práci, která modelovací nástroj TIMES využívá k modelování flexibilního provozu jaderných elektráren. Za tímto účelem bylo v modelu vytvořeno dělení dne na osm tříhodinových úseků a tomuto dělení byl přizpůsoben denní vývoj poptávky po elektřině, výroba elektřiny ve fotovoltaických a větrných elektrárnách a vývoj importu a exportu elektřiny. Při modelování není uvažována přípádná možnost regulace výkonu větrných a fotovoltaických elektráren.

Modelové výsledky jsou rozlišeny podle scénářů s vysokým podílem obnovitelných zdrojů energie a s nízkým podílem obnovitelných zdrojů energie na výrobě elektřiny. Tyto dva směry vývoje české energetiky vycházejí z definic prvotních scénářů modelovaných v rámci Aktualizace Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu a pro účely modelování flexibilního provozu jaderných elektráren vytvářejí dvě odlišné podoby české energetiky, ve kterých se může flexibilní provoz jaderných elektráren uplatnit.

Modelové výsledky ukazují, že při obou směrech vývoje české energetiky je výhodné provozovat jaderné elektrárny flexibilně. Konkrétní využití flexibilního provozu jaderných elektráren při tom závisí na poměru výroby elektřiny v elektrárnách využívajících obnovitelné zdroje energie a jaderných elektrárnách. Je-li v rámci energetického mixu velké množství elektřiny vyráběno v jaderných elektrárnách a současně podíl elektráren využívajících obnovitelné zdroje energie na výrobě elektřiny je nízký, pak je dle modelových výsledků vhodné snižovat výkon jaderných elektráren v nočních hodinách a kompenzovat tak pokles poptávky po elektřině. Za této situace není vyžadováno snížení výkonu jaderných elektráren až na hladinu minimálního zatížení a dle modelových výsledků stačí využít flexibilního provozu elektráren s reaktory NuScale a elektrárny s velkými reaktory provozovat v základním

zatížení. V případě scénářů s vysokým podílem obnovitelných zdrojů energie na výrobě elektřiny je pokles poptávky po elektřině v nočních hodinách plně kompenzován poklesem výroby ve fotovoltaických elektrárnách. Flexibilní provoz jaderných elektráren je však vhodné využít k vyrovnávání maxim výroby ve fotovoltaických elektrárnách během denních hodin. V tomto případě je vyžadováno snížit výkon jaderných elektráren až na hodnotu jejich minimálního zatížení, což je dáno jednak výraznými maximy ve výrobě elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách během dne a jednak nízkým instalovaným výkonem nových jaderných elektráren v těchto scénářích. V tomto případě elektrárna s reaktorem EPR předčí díky své flexibilitě elektrárny s reaktory AP1000 a APR-1400. Flexibilní provoz jaderných elektráren snižuje jejich koeficient využití a tím navyšuje hodnotu parametru LCOE, který charakterizuje výhodnost jejich provozu. Modelové výsledky ukazují, že například mezi jadernou elektrárnou provozovanou v základním zatížení a jadernou elektrárnou s reaktorem EPR, která je provozována flexibilně za účelem vyrovnávání maxim výroby elektřiny ve fotovoltaických elektrárnách, dochází k nárůstu LCOE o 25 %. Tím se jaderná elektrárna s reaktorem EPR stává v kontextu modelové reprezentace české energetiky elektrárnou s druhou nejvyšší hodnotou parametru LCOE, hned po zařízeních pro energetické využití odpadů, přičemž při provozu v základním zatížení dosahuje spolu s větrnými elektrárnami nejnižší hodnoty LCOE.

Modelových výsledků bylo dosaženo s přijetím řady zjednodušujících předpokladů. Dále výpočetní složitost použitého modelu, upraveného pro potřeby této práce, vedla k určitým omezením. Současně je modelování v nástroji TIMES podmíněno striktně ekonomickými faktory, což může zkreslovat výsledné parametry flexibilního provozu jaderných elektráren a vést k relativně nižší potřebě využít flexibilní provoz jaderných elektráren. Předkládané modelování vychází z daného profilu spotřeby elektřiny, tj. neuvažuje řízení spotřeby na straně poptávky, které by přispělo k vyrovnávání fluktuací ve výrobě elektřiny. Dalším zdrojem vyrovnávání rozdílů mezi výrobou a spotřebou mají v budoucnu být bateriová vozidla, která by se měla postupně stát součástí chytrých sítí. Pozitivní efekt bateriových elektrických vozidel jako součástí chytrých sítí na kompenzaci nadvýroby elektřiny, však není v této práci reflektován. Oba zmíněné aspekty by při jejich uplatnění vedly ke snížení potřeby využít flexibilního provozu jaderných elektráren.

Protože výsledky představené v této práci naznačují, že flexibilní provoz jaderných elektráren může být v budoucnu vhodné uvést v České republice v denní praxi, bylo by vhodné se na jeho parametry zaměřit podrobněji. Toho by teoreticky mohlo být dosaženo s využitím modelovacího nástroje TIMES, avšak toto by nejspíše vyžadovalo nesnadnou konstrukci specializovaného modelu, který by lépe popisoval českou elektrickou síť. Alternativní variantou, která by mohla snáze přinést kvalitnější výsledky, by bylo využití síťových modelů, jakým je například PLEXOS, provozovaný společností ČEPS.

Bibliografie

- [1] „IEA-ETSAP | Times". Viděno: 1. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times>
- [2] „TIMES_Documentation/Documentation_for_the_TIMES_model-Part-I.docx at master · etsap-TIMES/TIMES_Documentation", GitHub. Viděno: 2. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: https://github.com/etsap-TIMES/TIMES_Documentation/blob/master/Documentation_for_the_TIMES_model-Part-I.docx
- [3] S. Parappurathu, „Partial Equilibrium Model", 2019, s. 310–318.
- [4] I. S. Wing, „Computable General Equilibrium Models for the Analysis of Energy and Climate Policies", in *International Handbook on the Economics of Energy*, J. Evans a L. C. Hunt, Ed., Edward Elgar Publishing, 2009. doi: 10.4337/9781849801997.00019.
- [5] M. G. Prina, G. Manzolini, D. Moser, B. Nastasi, a W. Sparber, „Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, roč. 129, s. 109917, zář. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109917.
- [6] T. Nakata, „Energy-economic models and the environment", *Progress in Energy and Combustion Science*, roč. 30, č. 4, s. 417–475, led. 2004, doi: 10.1016/j.pecs.2004.03.001.
- [7] L. Novák, „Citlivostní analýza dopadu klíčových parametrů jaderných reaktorů na jejich uplatnění v českém energetickém systému.pdf". Katedra jaderných reaktorů, JFI ČVUT v Praze, 2023.
- [8] L. Novák, „Malé modulární reaktory v českém energetickém systému". Katedra jaderných reaktorů, JFI ČVUT v Praze, 2022.
- [9] J. Welsch, U. Fahl, a M. Blesl, „MODELLIERUNG VON ENERGIESPEICHERN UND POWER-TO-X-TECHNOLOGIEN MIT DEM EUROPÄISCHEN ENERGIESYSTEMMODELL TIMES PANEU", . *bis*, 2016.
- [10] European Commission. Eurostat., *Energy balance sheets 2010-2011*. LU: Publications Office, 2013. Viděno: 2. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://data.europa.eu/doi/10.2785/43236>
- [11] L. Rečka a M. Ščasný, „Brown coal and nuclear energy deployment: Effects on fuel-mix, carbon targets, and external costs in the Czech Republic up to 2050", *Fuel*, roč. 216, s. 494–502, bře. 2018, doi: 10.1016/j.fuel.2017.12.034.
- [12] L. Rečka, „Energetické modelování pomocí modelu TIMES-CZ", TZB-info. Viděno: 24. listopad 2023. [Online]. Dostupné z: <https://energetika.tzb-info.cz/14363-energeticke-modelovani-pomoci-modelu-times-cz>
- [13] L. Rečka a M. Ščasný, „Impacts of carbon pricing, brown coal availability and gas cost on Czech energy system up to 2050", *Energy*, roč. 108, s. 19–33, srp. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2015.12.003.
- [14] L. Rečka a M. Ščasný, „Brown coal and nuclear energy deployment: Effects on fuel-mix, carbon targets, and external costs in the Czech Republic up to 2050", *Fuel*, roč. 216, s. 494–502, bře. 2018, doi: 10.1016/j.fuel.2017.12.034.

- [15] „Vyvoj-elektro-energetiky-a-teplarenstvi-v-CR-_vystup-V1_.pdf". Viděno: 24. listopad 2023. [Online]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/vyzkum-a-vyvoj-energetice/resene-dokoncene-projekty-a-jejich-vystupy/projekty-podporene-v-ramci-1-verejne-souteze-programu-theta/2022/4/Vyvoj-elektro-energetiky-a-teplarenstvi-v-CR-_vystup-V1_.pdf
- [16] L. Rečka, M. Ščasný, a D. T. Laxton, „The Role of Biomass in Decarbonisation Efforts: Spatially Enriched Energy System Optimisation Modelling", *Energies*, roč. 16, č. 21, Art. č. 21, led. 2023, doi: 10.3390/en16217380.
- [17] „E3ME by Cambridge Econometrics", E3ME. Viděno: 2. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.e3me.com/>
- [18] „PLEXOS Energy Modeling Software". Viděno: 2. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.energyexemplar.com/plexos>
- [19] „Vodíková strategie ČR schválena vládou | MPO". Viděno: 2. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/prumysl/strategicke-projekty/vodikova-strategie-cr-schvalena-vladou--262590/>
- [20] European Commission, „Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2023". Directorate A - Strategy, Analysis and Planning CLIMA.A.2 - Foresight, Economic Analysis & Modelling, 2022.
- [21] GAMS, „CPLEX". Viděno: 8. září 2023. [Online]. Dostupné z: https://www.gams.com/latest/docs/S_CPLEX.html#CPLEXprhs
- [22] Evangelos Panos, „How to Tune CPLEX Options for TIMES models". Viděno: 2. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.gams.com/blog/2022/04/how-to-tune-cplex-options-for-times-models/>
- [23] McCarl, „McCarl GAMS User Guide", Bruce A. Viděno: 8. září 2023. [Online]. Dostupné z: https://www.gams.com/mccarlGuide/basics_1.htm
- [24] IEA-ETSAP, „Model not solving". Viděno: 2. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://iea-etsap.org/forum/showthread.php?tid=150&page=1&highlight=solve+time>
- [25] Evangelos Panos, „Scaling issue". Viděno: 8. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://iea-etsap.org/forum/showthread.php?tid=162>
- [26] „Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation | IAEA". Viděno: 16. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.iaea.org/publications/11104/non-baseload-operation-in-nuclear-power-plants-load-following-and-frequency-control-modes-of-flexible-operation>
- [27] OECD a Nuclear Energy Agency, *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*. in Nuclear Development. OECD, 2021. doi: 10.1787/29e7df00-en.
- [28] „IAEA - Interfacing Nuclear Power Plants with the Electric.pdf". Viděno: 16. září 2023. [Online]. Dostupné z: https://www.iaea.org/sites/default/files/gc/gc53inf-3-att5_en.pdf
- [29] „Not Frequently a Problem: How Load Affects Frequency - Electrical Contractor Magazine". Viděno: 16. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.ecmag.com/magazine/articles/article-detail/integrated-systems-not-frequently-problem-how-load-affects-frequency>

- [30] „ROHINI COLLEGE OF ENGINEERING & TECHNOLOGY - Necessity of Voltage and Frequency Regulation.pdf". Viděno: 16. září 2023. [Online]. Dostupné z: https://rcet.org.in/uploads/academics/rohini_45552638483.pdf
- [31] „Frequency Regulation", Nano Energies: Let your business profit by helping the grid work efficiently. Viděno: 16. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://nanoenergies.eu/knowledge-base/frequency-regulation>
- [32] ČEPS, „KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY – ČÁST V." leden 2022.
- [33] Internationale Atomenergie-Organisation, *Electric grid reliability and interface with nuclear power plants*. in IAEA nuclear energy series Technical reports, no. NG-T-3.8. Vienna: IAEA, 2012.
- [34] „Home | EUR". Viděno: 17. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.europeanutilityrequirements.eu/>
- [35] A. Lokhov, „Load-following with nuclear power plants", č. 29, 2011.
- [36] SNETP, „Load-following capabilities of nuclear power plants.pdf", SNETP Factsheet7. Viděno: 18. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://snetp.eu/wp-content/uploads/2020/05/SNETP-Factsheet-7-Load-following-capabilities-of-nuclear-power-plants.pdf>
- [37] S. Bernhoft, „Program on Technology Innovation Approach to Transition Nuclear Power Plants to Flexible Power Operations.pdf". EPRI, 2014.
- [38] R. Madi, „Analysis Of Doppler Reactivity Coefficient On The Typical Pwr-1000 Reactor With Mox Fuel", *KE*, roč. 1, č. 1, zář. 2016, doi: 10.18502/ken.v1i1.473.
- [39] Nuclear Power, „Fuel Temperature Coefficient - Doppler Coefficient". Viděno: 3. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.nuclear-power.com/nuclear-power/reactor-physics/nuclear-fission-chain-reaction/reactivity-coefficients-reactivity-feedbacks/fuel-temperature-coefficient-doppler-coefficient/>
- [40] „Frontiers | An overview of power reactor kinetics and control in load-following operation modes". Viděno: 18. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2023.1111357/full>
- [41] MIT, „Achievement of Negative Reactivity Feedback Effects". Viděno: 3. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/74136/22-05-fall-2006/contents/lecture-notes/lecture30.pdf>
- [42] Nuclear Power, „Reactivity Coefficients - Reactivity Feedbacks | nuclear-power.com", Nuclear Power. Viděno: 3. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.nuclear-power.com/nuclear-power/reactor-physics/nuclear-fission-chain-reaction/reactivity-coefficients-reactivity-feedbacks/>
- [43] Nuclear Power, „Moderator Temperature Coefficient – MTC". Viděno: 18. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.nuclear-power.com/nuclear-power/reactor-physics/nuclear-fission-chain-reaction/reactivity-coefficients-reactivity-feedbacks/moderator-temperature-coefficient-mtc/>
- [44] J. Líman, „Impact of Small Modular Reactors' specific operation on the reactor core parameters". Katedra jaderných reaktorů, JFI ČVUT v Praze, 2018.

- [45] K. Matějka, „Učební texty a soubory otázek pro přípravu a zkoušky vybraných pracovníků výzkumných jaderných zařízení.pdf". Státní úřad pro jadernou bezpečnost, Praha 1994.
- [46] J. D. Jenkins *et al.*, „The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy", *Applied Energy*, roč. 222, s. 872–884, čvc. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.002.
- [47] E. Walker, A. T. Godfrey, S. G. Stimpson, a B. S. Collins, „Effects of Fuel Temperature-Shaping Functions on Xenon Oscillations", Oak Ridge National Lab. (ORNL), Oak Ridge, TN (United States), čvc. 2020. Viděno: 20. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.osti.gov/biblio/1649456>
- [48] H. Ukai, „Control of Xenon Spatial Oscillations during Load Follow of Nuclear Reactor via Robust Servo Systems: Journal of Nuclear Science and Technology: Vol 27, No 4". Viděno: 20. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/18811248.1990.9731189>
- [49] B. Mercier, „Modeling and control of xenon oscillations in thermal neutron reactors | EPJ N". Viděno: 20. září 2023. [Online]. Dostupné z: https://www.epj-n.org/articles/epjn/full_html/2020/01/epjn190079/epjn190079.html
- [50] C. Nam Zin, „OPTIMAL CONTROL THEORY FOR XENON SPATIAL OSCILLATIONS IN LOAD FOLLOW OF A NUCLEAR REACTOR - ProQuest". Viděno: 20. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.proquest.com/openview/998753402fbf9ac8dfaf65ff76e21ad6/1?pq-origsite=gscholar&cbl=18750&diss=y>
- [51] International Atomic Energy Agency, „Power ramping, cycling and load following behaviour of water reactor fuel", International Atomic Energy Agency (IAEA), 1988.
- [52] Y. M. Farawila a M. R. Billaux, „XEDOR - Reduced Order Stress Model for Online Maneuvering of Boiling Water Reactors", American Nuclear Society - ANS, La Grange Park (United States), čvc. 2007. Viděno: 26. září 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.osti.gov/biblio/21229275>
- [53] L. Van Brutzel, R. Dingreville, a T. J. Bartel, „Nuclear fuel deformation phenomena", Nuclear Energy Agency of the OECD (NEA), 2015.
- [54] D. F. Wray, „Analysis of PCI failure risk and modelling hoop stress during load following maneuvers in pressurized water reactors", Thesis, 2022. doi: 10.26153/tsw/41868.
- [55] J. Bjurenfalk, „Load following in a Swedish nuclear power plant.pdf". Department of Chemical Engineering Faculty of Engineering, LTH, Lund University, Lund 2020.
- [56] P. Morilhat, S. Feutry, C. Le Maitre, a J. M. Flavenec, „Nuclear Power Plant Flexibility at EDF". 2019.
- [57] R. Grünwald a C. Caviezel, „Load-following capability of German nuclear power plants. Summary". Viděno: 19. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000137922>
- [58] European Commission. Joint Research Centre. Institute for Energy., „Load-following operating mode at Nuclear Power Plants (NPPs) and incidence on Operation and Maintenance (O&M) costs :compatibility with wind power variability.", LU: Publications Office, 2010. doi: 10.2790/2571.
- [59] „EUR Document Volumes 2 & 4 | EUR". Viděno: 20. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://europeanutilityrequirements.eu/fr/eur-document-volumes-2-4>

- [60] ARIS IAEA, „Status report 78 - The Evolutionary Power Reactor (EPR)". Viděno: 21. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://aris.iaea.org/PDF/EPR.pdf>
- [61] AREVA, „EPR™ REACTOR: THE VERY HIGH POWER REACTOR (1,650 MWE)". Viděno: 21. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.nrc.gov/docs/ML1202/ML12026A710.pdf>
- [62] A. Lokhov, „Load-following capabilities of NPPs - Image427514 -", Nuclear Engineering International. Viděno: 21. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.neimagazine.com/features/featureload-following-capabilities-of-npps//featureload-following-capabilities-of-npps-427514.html>
- [63] EDF, „EPR Technology for a Net Zero Carbon Future", Nuclear Days University of West Bohemia, Pilsen, September 15 2021. Viděno: 21. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: https://www.jadernedny.cz/data/folders/EDF_JD2021-f78.pdf
- [64] „EPR reactor | EDF South Africa". Viděno: 21. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://south-africa.edf.com/en/our-activities/nuclear/edf-a-unique-nuclear-player/epr-reactor>
- [65] M. Onoue, T. Kawanishi, W. R. Carlson, a T. Morita, „Application of MSHIM Core Control Strategy For Westinghouse AP1000 Nuclear Power Plant".
- [66] ARIS IAEA, „Status report 81 - Advanced Passive PWR (AP 1000)". Viděno: 24. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://aris.iaea.org/PDF/AP1000.pdf>
- [67] Nuclear Regulatory Commission, „AP1000 Design Control Document", Instrumentation and Controls. Viděno: 24. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.nrc.gov/docs/ML1117/ML11171A471.pdf>
- [68] J. Gorgemans, „AP1000® Plant Performance & Deployment", 2021.
- [69] KHNP,KEPCO, „APR1400 DESIGN CONTROL DOCUMENT TIER 2", CHAPTER 3 DESIGN OF STRUCTURES, SYSTEMS, COMPONENTS, AND EQUIPMENT. Viděno: 21. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.nrc.gov/docs/ML1500/ML15006A042.pdf>
- [70] Nuclear Regulatory Commission, „Steam and Power Conversion System", APR1400 Chapter 10. Viděno: 24. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.nrc.gov/docs/ML1804/ML18044A185.pdf>
- [71] „KEPCO E&C - KEPCO Engineering & Construction Company, Inc." Viděno: 24. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.kepco-enc.com/eng/contents.do?key=1533>
- [72] ARIS IAEA, „Status report 83 - Advanced Power Reactor 1400 MWe (APR1400)". Viděno: 21. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://aris.iaea.org/PDF/APR1400.pdf>
- [73] KEPCO, „Status Report – APR1400 (KEPCO E&C/KHNP)". Viděno: 21. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: https://aris.iaea.org/PDF/APR1400_2020May.pdf
- [74] „South Korea's AP1400 clear for European export - World Nuclear News". Viděno: 31. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://world-nuclear-news.org/Articles/South-Korea-s-AP1400-clear-for-European-export>

- [75] D. T. Ingersoll, „Integrating nuclear and renewables - Nuclear Engineering International". Viděno: 24. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.neimagazine.com/features/featureintegrating-nuclear-and-renewables-4795860/>
- [76] EPRI, „Advanced Nuclear Technology: Advanced Light Water Reactor Utility Requirements Document, Revision 13". Viděno: 24. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.epri.com/research/products/3002003129>
- [77] D. T. Ingersoll, C. Colbert, Z. Houghton, R. Snuggerud, J. W. Gaston, a M. Empey, „Can Nuclear Power and Renewables be Friends?", 2015.
- [78] C. Marcinkiewicz, „NuScale Small Modular Reactors: Advanced, Scalable, Flexible, Economic", *NuScale Power*, 2017.
- [79] NuScale Power, „NuScale SMR Technology, An Ideal Solution for Repurposing U.S. Coal Plant Infrastructure and Revitalizing Communities". Viděno: 24. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.nuscalepower.com/-/media/nuscale/pdf/publications/nuscale-smr-technology-an-ideal-solution-for-coal-plant-replacement.pdf>
- [80] M. De Felice, „ENTSO-E Pan-European Climatic Database (PECD 2021.3) in Parquet format", 2021, doi: 10.5281/zenodo.5780185.
- [81] A. Lokhov, „Load-following capabilities of NPPs". Viděno: 21. říjen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.neimagazine.com/features/featureload-following-capabilities-of-npps//featureload-following-capabilities-of-npps-427514.html>