ČESKÉ VYSOKÉ
UČENÍ TECHNICKÉ
V PRAZE

F3

Fakulta elektrotechnická
Katedra elektroenergetiky

Bakalářská práce

# Poruchy typu blackout – příčiny, následky a prevence

**Petr Plachý**
Elektrotechnika, energetika a management

Květen 2022
Vedoucí práce: Ing. Martin Čerňan, Ph.D.

# ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

## I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Plachý** Jméno: **Petr** Osobní číslo: **492036**

Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**

Zadávající katedra/ústav: **Katedra elektroenergetiky**

Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**

Specializace: **Aplikovaná elektrotechnika**

## II. ÚDAJE K BAKALÁŘSKÉ PRÁCI

Název bakalářské práce:

**Poruchy typu blackout – příčiny, následky a prevence**

Název bakalářské práce anglicky:

**Blackout disorders - causes, consequences and prevention**

Pokyny pro vypracování:

1. Zpracujte přehled základních pojmů týkajících se poruch typu blackout a dalších událostí ohrožujících stabilní a bezpečný provoz propojených přenosových soustav.
2. Zpracujte přehled minulých událostí zásadně ohrožujících stabilní a bezpečný provoz propojených přenosových soustav a proveďte komplexní vyhodnocení.
3. Identifikujte potenciální oblast pro zlepšení prevence před vznikem poruchy typu blackout.
4. Vytipujte potenciální typy zdrojů elektrické energie vhodné pro předcházení následkům poruch typu blackout (ostrovní provoz, start ze tmy).

Seznam doporučené literatury:

[1] SAVULESCU, Savu C. Real-Time Stability in Power Systems: Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout. 2nd ed. 2014. Imprint: Springer, 2014. Power Electronics and Power Systems. ISBN 9783319066790.
[2] Amin Abedi, Ludovic Gaudard, Franco Romerio, Review of major approaches to analyze vulnerability in power system, Reliability Engineering & System Safety, Volume 183,2019,Pages 153-172,ISSN 0951-8320, https://doi.org/10.1016/j.ress.2018.11.019.
[3] Mathaios Panteli, Pierluigi Mancarella, Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies, Electric Power Systems Research, Volume 127, 2015, Pages 259-270, ISSN 0378-7796, https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.06.012.
[4] Wei Liu, Zhaoyang Song, Review of studies on the resilience of urban critical infrastructure networks, Reliability Engineering & System Safety, Volume 193, 2020, 106617, ISSN 0951-8320, https://doi.org/10.1016/j.ress.2019.106617.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) bakalářské práce:

**Ing. Martin Čerňan, Ph.D. katedra elektroenergetiky FEL**

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) bakalářské práce:

Datum zadání bakalářské práce: **08.02.2022** Termín odevzdání bakalářské práce: **20.05.2022**

Platnost zadání bakalářské práce: **30.09.2023**

| Ing. Martin Čerňan, Ph.D.<br>podpis vedoucí(ho) práce | podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry | prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.<br>podpis děkana(ky) |
|---|---|---|

## III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Student bere na vědomí, že je povinen vypracovat bakalářskou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v bakalářské práci.

. | Datum převzetí zadání

Podpis studenta

# Poděkování / Prohlášení

Chtěl bych poděkovat svému vedoucímu bakalářské práce Ing. Martinu Čerňanovi, Ph.D. za věnovaný čas a konzultace během celé tvorby této práce. Dále chci poděkovat své rodině za to, že mě vedla ke vzdělání, a své přítelkyni za podporu při psaní této práce.

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne 20. 5. 2022

.....

# Abstrakt / Abstract

Tato bakalářská práce zpracovává přehled základních pojmů týkajících se poruchy typu blackout a dalších událostí ohrožujících stabilní a bezpečný provoz elektrizačních soustav propojených v synchronní zóně. Dále jsou v práci podrobně analyzovány historické události vedoucí ke vzniku poruch typu blackout a prezentovány jsou aktuální rizika pro přenosové soustavy. Obsažen je také popis a zhodnocení nedávných událostí v elektrizačních soustavách Evropy a Spojených států amerických se zaměřením na jednu konkrétní událost v Evropě a jednu v USA. V závěru práce jsou popsány výrobní zdroje elektrické energie spolu se zhodnocením jejich budoucího potenciálu v Evropě. Z pohledu obrany soustavy před nežádoucími událostmi a její obnovy po poruše blackout jsou vytipovány vhodné výrobní zdroje pro tyto účely.

**Klíčová slova:** blackout, elektrizační soustava, ostrovní provoz, start ze tmy, zhodnocení rizik.

This bachelor thesis creates summary of basic terms concerning blackout-type power outages and other disturbances endandering the safe and stable operation of bulk power systems linked in interconnections. Furthermore, historic incidents leading to blackout-type power outages are analysed and present-day risks are presented. Summary and evaluation of recent events in bulk power systems of Europe and North America are also included, with focus on one incident in Europe and one in the USA. Finally, different types of electrical power sources are described and evaluated with regard on their future potential in the european power system. Some sources are picked for preventing the blackout disorders and some for restoration of the power system after a blackout.

**Keywords:** Blackout, electrical power system, electric island, black start, risk assessment.

**Title translation:** Blackout disorders – causes, consequences and prevention

# Obsah /


**Úvod** 1

**1 Důležité pojmy související s provozem elektrizační soustavy** 2

1.1 Stavy elektrizační soustavy . . . 2
1.1.1 Normální stav . . . . . 2
1.1.2 Výstražný stav . . . . . 3
1.1.3 Nouzový stav . . . . . 3
1.1.4 Stav blackoutu . . . . . 3
1.1.5 Stav obnovy . . . . . 4
1.2 Pojmy související s poruchou blackout . . . . . 4
1.2.1 Kritérium (N–1) . . . . . 4
1.2.2 Kontingenční analýza . . . . 4
1.2.3 Kaskádovité poruchy . . . . 6
1.2.4 Nesplněné požadavky na výkon v ES . . . . . 6
1.2.5 Ostrovní provoz elektrizační soustavy . . . . . 7
1.2.6 Podpůrné služby . . . . . 9
1.2.7 Evropské projekty pro koordinaci regulační energie . . . . . 11
1.3 Plány obrany a obnovy soustavy . . . . . 12
1.3.1 Plány obrany . . . . . 12
1.3.2 Plány obnovy . . . . . 15

**2 Míra rizika poruchy typu blackout a její příčiny** 18

2.1 Četnost poruch typu blackout v Evropě a ve světě . . . . 18
2.1.1 Evropa . . . . . 19
2.1.2 Severní a Střední Amerika . 20
2.2 Analýza aktuálních rizik a jejich možné dopady . . . . . 25
2.2.1 Transformace sítě . . . . . 26
2.2.2 Extrémní události . . . . . 27
2.2.3 Bezpečnostní rizika . . . . 29
2.2.4 Vzájemné závislosti kritických infrastruktur . . 30
2.2.5 Rizika pro Evropu vznikající v roce 2022 . . . 31

**3 Zhodnocení minulých událostí ohrožujících stabilní a bezpečný provoz ES** 33

3.1 Rozpad synchronní zóny Kontinentální Evropa 8. 1. 2021 . . . . . 33
3.1.1 Vlastnosti sítě před událostí . . . . . 33
3.1.2 Počátek a kaskádovité šíření událostí . . . . . 34
3.1.3 Frekvence v obou ostrovech po rozdělení . . . . 37
3.1.4 Následky rozdělení na straně výroby a spotřeby . 37
3.1.5 Korektivní zásahy . . . . . 38
3.1.6 Leadeři frekvence . . . . . 39
3.1.7 Proces resynchronizace . . 39
3.1.8 Vyhodnocení události . . . 40
3.2 Texas Power Crisis – Texaská energetická krize 10. 2. 2021 – 27. 2. 2021 . . . . 41
3.2.1 Předpoklady adekvátnosti zdrojů . . . . . 42
3.2.2 Posloupnost meteorologických událostí a následných akcí . . . . . 43
3.2.3 Příčiny odpojování výrobních zdrojů . . . . . 46
3.2.4 Ekonomické dopady . . . . 48
3.2.5 Shrnutí a závěry z události 49

**4 Výrobní zdroje vhodné pro předcházení stavu blackout a obnovu soustavy** 51

4.1 Technologie výrobních zdrojů – současný stav a budoucí vyhlídky . . . . . 51
4.1.1 Výrobny využívající obnovitelné zdroje energie (OZE) . . . . . 51
4.1.2 Výrobny využívající neobnovitelné zdroje . . . . 53
4.1.3 Možnosti rozvoje a výstavby jednotlivých typů výroben . . . . . 54
4.1.4 Rozdělení výrobních zdrojů dle výkonu, způsoby řízení . . . . . 55

4.1.5 Mezní parametry výrobních zdrojů v České republice . . . . . 56
4.2 Vlastnosti zdrojů a sítě vhodné pro předcházení stavu blackout . . . . . 57
4.2.1 Setrvačnost . . . . . 57
4.2.2 Regulace otáček turbín, schopnost ostrovního provozu . . . . . 58
4.2.3 Další opatření v plánech obrany . . . . . 58
4.2.4 Koncepty Smart Grid a Micro Grid . . . . . 59
4.2.5 Jak tedy předcházet stavu blackout? . . . . . 60
4.3 Vlastnosti zdrojů vhodných pro obnovu soustavy . . . . . 61
4.3.1 Start ze tmy (black start) . 61
**Závěr** **64**
**Seznam zkratek** **65**
**Reference** **67**

# Tabulky / Obrázky


**1.1** Služby výkonové rovnováhy .... 10
**1.2** Charakteristiky automatického frekvenčního odlehčování ..... 14
**2.1** Klasifikace ICS ..... 20
**2.2** Počty událostí dle metodologie ICS v Evropě ..... 20
**2.3** Statistické údaje blackoutů USA 1984-2006 ..... 21
**2.4** Počty poruch větších než 300 MW ..... 22
**2.5** Souhrn kategorií dle ERO EAP ..... 23
**2.6** Souhrn událostí dle ERO EAP v letech 2013-2020 ..... 24
**2.7** Pořadí rizik dle odpovědí v dotazníku RISC ..... 25
**3.1** Požadavky na výrobce elektrické energie ..... 37
**3.2** Parametry nastavení podfrekvenčních ochran v síti ERCOT ..... 44
**4.1** Odhad potenciálu rozvoje výrobních zdrojů v Evropě ..... 55
**4.2** Typy výrobních modulů podle instalovaného výkonu ..... 55
**4.3** Vymezení frekvence v Hz pro pásma provozu ..... 57
**4.4** Výhody a nevýhody jednotlivých zdrojů pro start ze tmy .. 62

**1.2** Ukázka rozdělení synchronní zóny Kontinentální Evropa .....8
**1.3** Síťové frekvence v jednotlivých ostrovech .....8
**1.4** Pokusy o resynchronizaci .....8
**1.5** Rozdělení *event based* a *response based* spouštěčů podle typů nestabilit ..... 13
**2.2** Příčiny poruch z let 1977-2012 . 19
**2.3** Počty blackoutů v jednotlivých letech, USA ..... 22
**2.4** Počet poruch v severoamerických ES, které vyústily v odpojení zátěže ..... 24
**2.5** Výpadky způsobené a nezpůsobené přírodními vlivy ..... 27
**2.6** Zdroje a spotřeba zemního plynu v EU + UK ..... 31
**3.1** Mapa vedení 400 kV, 220 kV a 110 kV provozovatele HOPS . 33
**3.2** Lokace vypnutých přenosových prvků ..... 35
**3.3** Výsledné rozdělení na dvě synchronní zóny ..... 35
**3.4** Přechody mezi stavy v soustavě a možné dispečerské zásahy ..... 36
**3.5** Frekvence před a po rozpadu .. 37
**3.6** Tři hlavní synchronní zóny v oblasti spadající pod NERC ... 42
**3.7** Největší výpadek dne 16. 2. 2021 ..... 45
**3.8** Složení výroby v ERCOT dle typu zdrojů ..... 46
**3.9** Souhrnná denní výroba větrných elektráren, únor 2020 a 2021 ..... 47
**3.10** Podíl jednotlivých zdrojů na nedodávkách výkonu ..... 48
**3.11** Velkoobchodní ceny elektřiny v reálném čase mezi 12. a 20. únorem 2021, zóna San Antonio ..... 49
**4.1** Předpověď instalovaných kapacit výroby elektrické energie ..... 54

# Úvod

S pojmem blackout se mnoho z nás už v minulosti setkalo. Nemusí nám ale být již úplně jasné, jak přesně tento typ poruchy elektrizační soustavy může vypadat, co mu předchází a naopak co následuje.

Práce si klade za cíl přiblížit události, které ohrožují stabilní a bezpečný provoz propojených elektrizačních soustav, a přímo tak ovlivňují naše životy a naši důležitou infrastrukturu.

Nejprve je nutné v úvodu práce zařadit poruchu blackout mezi ostatní provozní stavy elektrizační soustavy a vysvětlit ve spojitosti s ní důležité pojmy, které jsou potřebné pro pochopení dalších částí práce.

Dalším cílem je zhodnotit četnost závažných poruch ohrožujících elektrizační soustavy Severní Ameriky a Evropy a nastínit aktuální rizika, která mohou tyto soustavy ohrožovat. Blíže se práce zaměřuje na komplexní zhodnocení dvou závažných událostí v elektrizačních soustavách – v Evropě a v USA, kdy první z nich vedla z rozdělení největší evropské synchronní zóny na dvě části a druhá znamenala přerušení dodávek elektrické energie milionům lidí po několik dní. Obě tyto události jsou z nedávné doby – roku 2021.

V poslední části práce se pokusím přiblížit různé typy výrobních zdrojů dle jejich technologie a zhodnotit jejich možnosti při předcházení závažných poruch v elektrizačních soustavách a při odstraňování důsledků poruchy typu blackout.

# Kapitola 1
# Důležité pojmy související s provozem elektrizační soustavy

## 1.1 Stavy elektrizační soustavy

Aby bylo možné blíže diskutovat o poruchách v elektrizační soustavě (ES), musíme si nejprve definovat, v jakých stavech se elektrizační soustava může nacházet. Tyto stavy mají hlavní vliv na to, jakým způsobem je soustava provozována a jakým způsobem jsou řízeny výrobní zdroje a další její prvky.

Dle nařízení Komise EU 2017/1485 [1] jsou v článku 18 definovány (a dále jsou převzaty do Kodexu přenosové soustavy do části V. [2] a VI. [3] vypracovávaného společností ČEPS a. s.) pro elektrizační soustavu tyto provozní stavy:

### 1.1.1 Normální stav

Soustava se nachází v normálním stavu, pokud splňuje následující kritéria:

a) Odchylka frekvence soustavy je v ustáleném stavu ve standardním rozsahu frekvence.

b) Absolutní hodnota odchylky frekvence soustavy v ustáleném stavu není větší než maximální odchylka frekvence v ustáleném stavu a není dosaženo limitů pro výstražný stav.

c) Zálohy činného a jalového výkonu jsou dostatečné pro vyřešení kontingencí ze seznamu kontingencí.

d) Po aktivaci nápravných opatření po výskytu kontingence ze seznamu kontingencí zůstane soustava v limitech provozní bezpečnosti.

Seznam kontingencí je seznam informací o prvcích v propojené elektrizační soustavě získaných simulací stavů (N–1). Více je o kontingenci zmíněno v části 1.2.1 Kritérium (N–1) a 1.2.2 Kontingenční analýza. Stejně tak se budeme dále věnovat možným nápravným opatřením.

Limity provozní bezpečnosti jsou určeny pro každý prvek přenosové soustavy zvlášť a jsou stanoveny s ohledem na fyzikální charakteristiky daného prvku. Mezi ně patří:

- Napěťové limity
- Limity zkratového proudu
- Limity proudu z hlediska zatížitelnosti, včetně přechodného dovoleného přetížení [1]

### 1.1.2 Výstražný stav

Jedná se o „*stav soustavy, při kterém je soustava v limitech provozní bezpečnosti, ovšem byla zjištěna kontingence ze seznamu kontingencí, a pokud nastane, dostupná nápravná opatření nejsou k udržení normálního stavu dostatečná*“ [1].

Nedostatečnost nápravných opatření je dále blíže specifikována sníženým objemem regulačních záloh o více než 20 % po dobu delší než 30 minut. Typům a způsobu působení regulačních záloh se dále budeme věnovat v části 1.2.6 „Podpůrné služby“.

Soustava, která se nachází ve výstražném stavu, může zapůsobením nápravných opatření provedených dispečery přenosové soustavy (PS) přejít do normálního stavu, nebo v případě, kdy nápravná opatření nejsou aplikována dostatečně rychle či nejsou účinná, může se situace v PS zhoršit, a přejít tak do jednoho z následujících stavů (kromě stavu obnovy).

### 1.1.3 Nouzový stav

Nouzový stav v soustavě nastává v případě, je-li splněna alespoň jedna z následujících podmínek:

a) Dojde k alespoň jednomu překročení limitů provozní bezpečnosti provozovatele přenosové soustavy (PPS).

b) Frekvence nesplňuje kritéria pro normální ani pro výstražný stav.

c) Je aktivováno alespoň jedno opatření z plánů obrany soustavy PPS. (Plány obrany soustavy budou popsány dále v částech 1.3.1 Plány obrany a 4.2.3 Další opatření v plánech obrany.)

d) Selže fungování nástrojů a zařízení PPS, které slouží pro monitorování, řízení, komunikaci či analýzu v rámci PS po dobu delší než 30 minut.

Do nouzového stavu se soustava může dostat vnějšími vlivy z výstražného stavu, pokud jsou nápravná opatření pro odstranění výstražného stavu neúčinná a nastala kontingence ze seznamu kontingencí, již nebylo možné napravit. Pro nápravu tohoto stavu může soustava přejít jen do stavu obnovy. V případě, že ani toto se nepodaří, může soustava přejít i do stavu blackoutu.

Těmto hraničním stavům, kdy je stabilita soustavy závažně ohrožena, nebo dokonce už ES přešla do stavu blackoutu, se budeme více věnovat v této práci a pokusíme se mimo jiné identifikovat minulé a možné budoucí příčiny jejich vzniku a na příkladech ukážeme způsoby, jak se z těchto stavů soustava může dostat.

### 1.1.4 Stav blackoutu

Elektrizační soustava se nachází ve stavu blackoutu za předpokladu, že je splněna alespoň jedna z následujících podmínek:

a) V regulační oblasti daného provozovatele přenosové soustavy došlo ke ztrátě více než 50 % odběrů.

b) V regulační oblasti daného provozovatele přenosové soustavy zcela chybí napětí po dobu nejméně 3 minut, což vede ke spuštění plánů obnovy.

Tento typ poruchy, jak už vychází z jejího popisu, má vliv na velká území a velké množství spotřebitelů, což může mít v nejhorších případech dopady na kritickou infrastrukturu, zdraví občanů a v neposlední řadě také způsobit velké ekonomické ztráty [4]. Dopady události tohoto typu budou ilustrovány na příkladech.

### 1.1.5 Stav obnovy

„*Přenosová soustava se nachází ve stavu obnovy, pokud provozovatel přenosové soustavy, která se nachází v nouzovém stavu nebo ve stavu blackoutu, začal aktivovat opatření ze svého plánu obnovy.*“ [1]

Pokud je soustava v tomto stavu, nastává proces, který má za cíl obnovení hodnoty frekvence na jmenovitou frekvenci a v případě synchronní oblasti také obnovení výkonové rovnováhy na plánovanou hodnotu. Tímto by soustava měla přejít do normálního stavu.

## 1.2 Pojmy související s poruchou blackout

### 1.2.1 Kritérium (N–1)

Jedním ze základních pravidel pro provoz elektrizační soustavy je kritérium (N–1). Toto kritérium je zakotveno v kodexech přenosových soustav jednotlivých států, také je definováno Evropskou sítí provozovatelů přenosových soustav elektřiny (ENTSO-E) a mimo to je definováno i řadou dalších organizací [1]. Zjednodušeně toto kritérium říká, že „*výpadek jakéhokoliv prvku v elektrizační soustavě nesmí způsobit přetížení jiného prvku v elektrizační soustavě*“ [5]. K porušení tohoto kritéria by nemělo za žádných okolností dojít, pokud chceme, aby byla zaručena bezpečnost a kvalita dodávky elektrické energie. Nicméně právě k porušení tohoto kritéria může někdy dojít souhrou mnoha okolností a dochází k němu vždy před samotnou poruchou blackout. Porušením tohoto kritéria přechází soustava do výstražného stavu [1].

V některých případech, například u rozvodu elektrické energie z jaderných elektráren, je toto kritérium ještě zpřísněno, například na (N–2).

Zda je toto kritérium možné plnit, říká tzv. „Kontingenční analýza“.

### 1.2.2 Kontingenční analýza

Tato analýza umožňuje zjišťovat míru bezpečnosti soustavy právě z pohledu kritéria (N–1), kde N je počet prvků sítě. Výpočty lze ověřovat různé provozní stavy, například při nových návrzích zapojení soustavy nebo právě při výpadku nějakého prvku soustavy. Výsledkem této analýzy je, zda je soustava při výjimečné situaci stále schopna provozu, či nikoliv [6]. Pro provádění těchto výpočtů se využívají počítačové simulace, ve kterých se ověřují jednotlivé kontingence ze seznamu kontingencí.

Pro správnou analýzu je potřeba mít dostatečné množství dat, aby bylo možné sestavit věrohodný model PS. Mezi hlavní parametry, které jsou pro výpočty potřeba, patří: [6], [7], [8]

- Topologie soustavy
- Stavy spínacích prvků
- Údaje o očekávané výrobě a spotřebě
- Parametry uzlů
- Parametry větví

Mezi uzly rozeznáváme dále tři typy: [9]

- **PQ uzly** – uzly, na které je připojen nějaký odběr a jsou v nich dané velikosti činných a jalových výkonů.
- **PU uzly** – často bývají také nazývány „elektrárenské“ nebo „pilotní“. Tyto uzly mnohdy respektují připojený generátor nebo synchronní kompenzátor. V tomto uzlu známe velikost injektovaného činného výkonu a velikost napětí, která je v něm udržována.
- **Referenční uzel** – v tomto uzlu známe nejčastěji velikost napětí a úhel napětí, který je zpravidla nulový. Jako tento uzel je většinou volen ten s největším připojeným elektrárenským blokem nebo uzel na rozhraní s nadřazenou soustavou.

Pro představu, online náhradní model soustavy používaný společností ČEPS má okolo jednoho tisíce uzlů, které zahrnují jak českou PS, tak části soustav okolních států [9].

Větvemi jsou: [9]

- **Vedení a transformátor** – jsou pro potřeby modelu soustavy nahrazovány $\pi$ články a příčnými a podélnými komplexními admitancemi.
- **Kompenzační prvky** – bývají nahrazovány velikostí susceptance či jalovým výkonem v uzlu; takto se případně může za pomoci činného a jalového výkonu modelovat nadřazená soustava.

Nejčastěji se pro řešení chodu soustavy používá výpočet v ustáleném stavu (tzv. *power-flow analysis*) za využití admitanční matice, při jejímž odvozování se vychází z metody uzlových napětí (tato metoda je pro výpočetní systémy rychlejší než metoda smyčkových proudů). Dalším důležitým předpokladem pro výpočty je to, že se jedná o třífázovou soustavu, tedy všechny uvedené výkony jsou třífázové a hodnoty napětí sdružené (napětí mezi fázemi). Všechny prvky matic jsou udávány v poměrných hodnotách.

Samotná tato analýza probíhá tak, že je z modelu soustavy vždy vyřazen jeden prvek a zkoumá se, jak se změnily poměry na dalších prvcích soustavy. Pokud nejsou překročeny maximální povolené parametry dalších prvků, soustava z pohledu kritéria (N–1) obstála.

### 1.2.3 Kaskádovité poruchy

V případě výpadku jednoho prvku soustavy může mnohdy souhrou okolností dojít k dalším poruchám, a tedy jejich kaskádovitému šíření. Každé elektrické vedení má svou maximální proudovou zatížitelnost (angl. *ampacity*). Ta je ovlivněna jednak parametry samotného vedení, ale také jeho aktuálním zatížením, respektive výkonovými požadavky v jednotlivých uzlech při aktuální konfiguraci sítě, a meteorologickými podmínkami. Pokud dojde k výpadku části vedení, jeho zátěž se přerozdělí mezi vedení jiná. Tímto může dojít k překročení proudové zatížitelnosti vedení, které přebralo zátěž, a následně k nucenému odpojení tohoto vedení. Takto by se porucha kaskádovitě šířila dále do sítě a mohla by s velkou pravděpodobností vést k blackoutu.

### 1.2.4 Nesplněné požadavky na výkon v ES

Požadavky na výkon v elektrizační soustavě mají dvě základní roviny – množství činného výkonu na pokrytí poptávky a vhodné množství jalového výkonu. Je nutné si uvědomit, že právě hodnoty těchto výkonů jsou spjaty se základními veličinami soustavy – napětím a frekvencí. Konkrétně napětí je řízeno množstvím jalového výkonu v síti. Napájecí napětí by mělo v České republice na úrovni přenosové soustavy splňovat tyto podmínky (pokud smlouva mezi PPS a provozovatelem distribuční sítě nestanoví jinak):

- 400 kV +5/–10 %
- 220 kV +11,8 %/–10 %
- 110 kV ±10 %

v libovolném týdenním období [2].

Tyto meze platí s výjimkou intervalů přerušení dodávky. V normě ČSN EN 50160 [10] je dále stanoveno, že pro sítě, které nejsou připojeny do přenosové soustavy, anebo pro speciální vzdálené spotřebitele, jsou meze nastaveny +10 %/-15 % z jmenovitého napětí.

Hodnota činného výkonu je spjata s frekvencí v síti, která by se měla v evropských synchronních zónách udržovat na hodnotě 50 Hz. Normou ČSN EN 50160 [10] jsou pro frekvenci v síti stanoveny tyto podmínky:

- Sítě se synchronním připojením na propojenou síť:

| | | |
|---|---|---|
| 50 Hz ±1 % | (tedy 49,5 Hz...50,5 Hz) | 99,5 % roku |
| 50 Hz +4 %/–6 % | (tedy 47 Hz...52 Hz) | 100 % času |

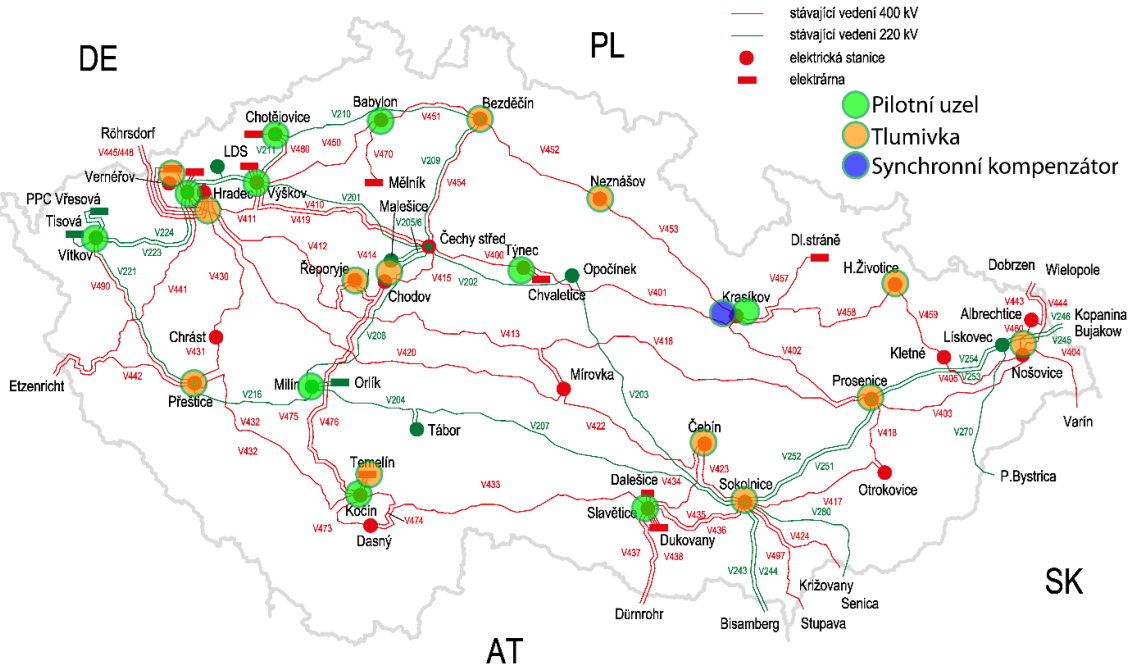
- Sítě bez synchronního připojení na propojenou síť (například sítě na některých ostrovech):

| | | |
|---|---|---|
| 50 Hz ±2 % | (tedy 49 Hz...51 Hz) | 95 % týdne |
| 50 Hz ±15 % | (tedy 42,5 Hz...57,5 Hz) | 100 % času |

Vidíme, že synchronně připojená síť (kam je připojena většina spotřebitelů) má meze správné frekvence nastavené velmi striktně. Zde jsou jakékoliv odchylky od této hodnoty problematické a při vychýlení v řádech desetin Hz dochází k aktivaci podpůrných služeb

pro udržení hodnoty kmitočtu. Konkrétně odchylka frekvence ±200 mHz je v České republice u turbín mez pro přepínání z režimu regulace výkonu do režimu regulace otáček [11]. Činný výkon je z většiny dodáván přímo do přenosové soustavy díky synchronním točivým strojům. Jejich případná porucha znamená změnu poměru činného a jalového výkonu ve vybraných uzlech.

Pro udržení správné hladiny napětí se primárně používá regulace buzení těchto synchronních strojů, čímž dochází ke změně dodávaného/odebíraného jalového výkonu. Jen v malém množství se používají synchronní rotační kompenzátory pro kompenzaci účiníku. Dodávat či odebírat jalový výkon se mohou dále snažit kondenzátorové baterie, popřípadě velké tlumivky s jádrem (připojitelné na jakoukoliv hladinu napětí, většinou ale VVN [11]), či tlumivky bez jádra (ty se připojují na napěťové hladiny 10–35 kV do terciárního vinutí transformátorů). Nicméně tyto tlumivky slouží spíše ke kompenzaci kapacitních (nabíjecích) proudů ve stavu naprázdno či při nízkém zatížení za účelem zamezení překročení horní meze napětí po vyčerpání regulačních schopností alternátorů [2]. Pro ilustraci, v České republice jsou kompenzační prostředky na úrovni přenosové soustavy rozmístěny následovně:

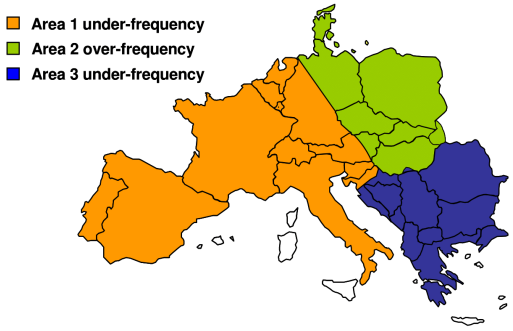



**Obrázek 1.1.** Rozmístění kompenzačních prvků na úrovni PS v ČR [12]

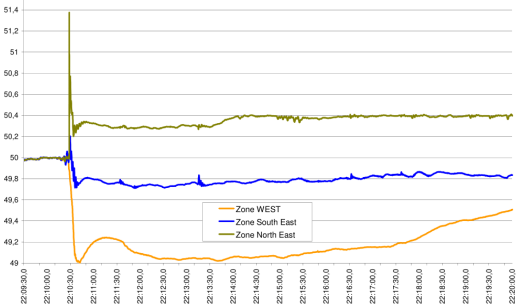
Toto rozmístění je převzato z [5] a pochází z roku 2017. Schéma PS převzato z [12].

### 1.2.5 Ostrovní provoz elektrizační soustavy

Změny frekvence a napěťových hladin jsou časté v takzvaném ostrovním provozu. To je takový stav soustavy, kdy se její části elektricky oddělí většinou z důvodu poruchy (viz Obrázek 1.2) – pak se nedaří tyto části soustavy udržet na stejných hodnotách frekvence (viz Obrázek 1.3) a napětí. Může to být proto, že na části vedení dojde k výpadku a jiná část vedení, která by měla přejmout její fyzické toky, nemá dostatečnou volnou kapacitu na udržení toku stejného výkonu. Nemusí takto nutně dojít k výpadku dodávky elektrické energie na velkých územích, tedy k blackoutu, nicméně je nutné se tento stav rozdílné frekvence a napětí pokusit rychle odstranit [13].



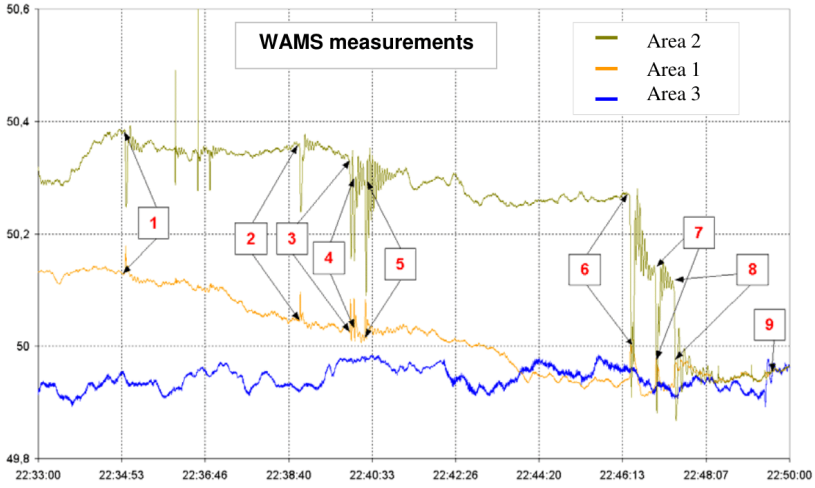

**Obrázek 1.2.** Ukázka rozdělení synchronní zóny Kontinentální Evropa na 3 ostrovy, 4. 11. 2006. Převzato z [14]




**Obrázek 1.3.** Síťové frekvence v jednotlivých ostrovech, 4. 11. 2006. Převzato z [14]

Tato porucha se povede odstranit až úspěšným přifázováním částí soustav k sobě. S velmi rozdílnými parametry f, U a také rozdílnými úhly mezi napětími to ale může být obtížné kvůli přetokům velkých výkonů a „kývání“ při jejich připojení. Tyto snahy mohou být přerušeny elektrickými ochranami. Pokusy o spojení jednotlivých soustav by se měly řídit konkrétními plány obnovy, přístroje a dispečeři by měli mít k dispozici dostatek dat o současném stavu sítě a zároveň je nutný společný a koordinovaný postup provozovatelů zasažených soustav.

Pokusy o resynchronizaci výše zobrazené události jsou znázorněny na následujícím obrázku.




**Obrázek 1.4.** Pokusy o resynchronizaci ostrovů, 4. 11. 2006. Převzato z [14]

Pokusy 1 až 5 byly vždy snahou o spojení 380 kV vedení. V bodech 3 a 5 byly rozdíly frekvence 300 mHz, nicméně všech těchto pět pokusů selhalo kvůli velkým oscilacím a pokus o spojení musel být přerušen.

Pokusy 6 a 7 byly také snahou o spojení 380 kV vedení. V bodě 6 byl rozdíl frekvencí 300 mHz a v bodě 7 150 mHz. Nicméně oba tyto pokusy byly po několika vteřinách opět přerušeny kvůli výrazným oscilacím.

Pokusy 8 a 9 už vedly ke skutečnému spojení sítí. V bodě 8 byl rozdíl frekvencí 180 mHz, ale fázový rozdíl na koncích vedení menší než 10°. Po tomto spojení docházelo k

dalším úspěšným propojením sítí a po 6 minutách od bodu 8 už bylo propojeno devět 380 kV a čtyři 220 kV vedení. Celkově proces resynchronizace oblasti 1 a 2 vyžadoval opětovné spojení 17 přenosových prvků.

Pro propojení oblasti 3 (která měla rozdíl frekvence už jen okolo 40 mHz) bylo nutné úspěšně spojit dalších 6 vedení, což se povedlo během následující hodiny.

### 1.2.6 Podpůrné služby

Jak už bylo zdůrazňováno výše, hodnota frekvence v síti hraje velmi důležitou roli. Pokud dojde k situaci, kdy není vhodná velikost frekvence v síti, přicházejí na řadu certifikované služby, které mají frekvenci (popřípadě i napětí) vrátit opět do požadovaných mezí. Těmto službám se také jinak říká Podpůrné služby (PpS) a lze je nalézt v II. části Kodexu přenosové soustavy [15], který pro Českou republiku vypracovává společnost ČEPS, a. s. PpS se v základu dělí na 2 části:

- Služby výkonové rovnováhy (SVR)
- Ostatní služby (OS)

Právě SVR mají do sítě dodávat nebo z ní odebírat činný výkon, a upravovat tak přímo velikost frekvence.

Skupiny, které mohou poskytovat PpS, jsou například:

- Plynové a paroplynové elektrárny
- Uhelné elektrárny
- Jaderné elektrárny
- Vodní a přečerpávací vodní elektrárny
- Bateriový systém akumulace elektrické energie
- Odběrná elektrická zařízení (například elektrokotle)
- Agregační bloky (kombinace vícero zdrojů)
- Ostatní zdroje

Základní služby výkonové rovnováhy si porovnáme a popíšeme v Tabulce 1.1 [15].

Nutno podotknout, že pro primární regulaci v synchronní soustavě platí tzv. **princip solidarity**. Na regulaci frekvenční odchylky, která vznikla v jedné ES, se podílejí i primární regulace bloků v zahraničí s ohledem na vzdálenost od postižené ES a s ohledem na možnosti poskytování [5]. Referenční událost pro synchronní zónu Kontinentální Evropa počítá maximálně s výpadkem 3 000 MW výroby, v této zóně má tedy být souhrnně k dispozici právě tento objem FCR [16].

Dalším důležitým principem je tzv. **princip neintervence**. Z něho vyplývá, že na výkonovou nerovnováhu, která způsobuje změnu frekvence a salda výkonů, reaguje pouze

| Typ výkonové regulace | Zkratka | Typ aktivace | Doba realizace od požadavku | Meze poskytovaného P, 1 jed. | Popis |
|---|---|---|---|---|---|
| primární | FCR | automatická | 2 s | 1–10 MW | Do 15 sekund musí provozovatel služby poskytnout 50 % a do 30 sekund 100 % rezervovaného výkonu. Aktivuje se téměř každou sekundu. |
| sekundární | aFRR | automatická | 7,5 min | 1–70 MW | Udržuje f na jmenovité hodnotě a výkonovou rovnováhu regulační oblasti (saldo výkonů se sousedními soustavami na sjednané hodnotě). Může jít o aFRR+ nebo aFRR–. Aktivuje se téměř každou minutu. |
| minutové zálohy | $\mathrm{mFRR_t}$ | manuální | 5 min nebo 12,5 min | 1–70 MW (podle varianty) | Při času aktivace do 5 min musí být služba dostupná alespoň 4 hodiny za obchodní den, při aktivaci do 12,5 min není doba aktivace služby omezená. Aktivováno při dlouhotrvajících odchylkách při vyčerpání aFRR. |
| – – – | RR | manuální | do 30 min | 1–70 MW | Jsou to zálohy pro náhradu; službu lze aktivovat na celé násobky čtvrthodiny (minimálně 15 min, maximálně 60 min). Poskytovatel regulační energie činí nabídku a o jejím přijetí/odmítnutí je informován. Aktivace podobně jako $\mathrm{mFRR_t}$. |

**Tabulka 1.1.** Služby výkonové rovnováhy [15].

sekundární regulace frekvence a výkonu postižené soustavy (tedy pouze té, kde k nerovnováze došlo). Každá z propojených soustav proto musí mít k dispozici takový záložní výkon, kterým je schopna v každém okamžiku zajišťovat rovnováhu mezi výrobou a spotřebou [17].

Kromě služeb výkonové rovnováhy existují také ostatní podpůrné služby, mezi které patří:

- **SRUQ** – *sekundární regulace U/Q*; automatická funkce využívající celý smluvně dohodnutý regulační rozsah jalového výkonu pro udržení zadané velikosti napětí v pilotních (elektrárenských) uzlech.
- **OP** – *schopnost ostrovního provozu*; výrobní blok může do tohoto stavu přejít, je-li výchylka frekvence ±200 mHz, vyžaduje to ale velkou schopnost autonomní regulace (na rozdíl od paralelního provozu, kdy jsou změny f a U řešeny prostřednictvím systémových služeb).
- **BS** – *schopnost startu ze tmy*; schopnost bloku bez pomoci vnějšího zdroje napětí najet na jmenovité otáčky, dosáhnout jmenovitého napětí, připojit se k síti a napájet ji v ostrovním režimu; tato schopnost je nezbytná pro obnovení dodávky po úplném nebo částečném rozpadu sítě.

Všechny tyto služby mohou poskytovat jen taková výrobní zařízení, která jsou pro to certifikovaná a smluvně určená.

Pro služby výkonové rovnováhy bylo vždy uvedeno, že minimální mez poskytovaného výkonu je 1 MW. Nicméně menší výrobní bloky nedisponují takto vysokou mírou flexibility. Pokud tyto menší bloky splňují žádané podmínky (jako je například dostatek dat pro predikci spotřeby a výroby), mohou se spolu s dalšími bloky (provozovanými jedním poskytovatelem) sdružovat do tzv. agregačních (fiktivních) bloků. Tento soubor energetických zařízení sdružených pro účely poskytování zálohy do jednoho celku je pak řízen poskytovatelem agregačního bloku a může poskytovat své služby v rámci FCR, aFRR, $\mathrm{mFRR_t}$ a RR [15].

### 1.2.7 Evropské projekty pro koordinaci regulační energie

V Evropě v současné době vznikají dva hlavní projekty, které mají za cíl zvýšit ekonomickou a technickou účinnost služeb aFRR a $\mathrm{mFRR_t}$. Vznik těchto projektů byl iniciován Nařízením Komise (EU) 2017/2195, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice [18]. Za jejich vznik (i vznik třetího projektu TERRE) je odpovědná síť provozovatelů PS ENTSO-E.

Platforma, která sdružuje aFRR, má název PICASSO (**P**latform for the **I**nternational **C**oordination of **A**utomated **F**requency **R**estoration and **S**table **S**ystem **O**peration). Tato platforma by měla mít k dispozici kompletní seznam nabídek a hodnoty přeshraničních kapacit jednotlivých provozovatelů ES. Regulátor má zjistit odchylku od požadované hodnoty a pro tuto odchylku odvodí žádanou hodnotu aktivace aFRR. Tato hodnota odchylky má být zaslána do platformy PICASSO a ta na základě dostupných dat vybere nejlevnější nabídky a dotčeným poskytovatelům služby pošle signál pro aktivaci nabídek.

Další platformou je MARI (**M**anually **A**ctivated **R**eserves **I**nitiative); ta má sdružovat $\mathrm{mFRR_t}$. Její princip by měl být podobný jako v případě platformy PICASSO, nicméně by měla operovat na trhu s regulační energií ze služeb $\mathrm{mFRR_t}$.

K listopadu 2021 se projektu PICASSO účastní 23 evropských států (26 provozovatelů ES) a projektu MARI 27 států (30 provozovatelů ES). Česká republika se účastní obou těchto projektů [19], [20].

Nutno podotknout, že ani jedna z těchto platforem ještě není v provozu a podle předběžné road-mapy (z 26. 10. 2021) má docházet ke spuštění těchto platforem ve 3. čtvrtletí 2022 [21], [22]. Spuštění by mohlo zjednodušit a zefektivnit dodávky regulační energie po celé Evropě se zajištěním nižších cen SVR. Tyto projekty mají však i svá úskalí, která vzešla ze zhodnocení události Rozpad synchronní zóny Kontinentální Evropa 8. 1. 2021. Tato úskalí jsou prezentována v části 3.1.8 Vyhodnocení události.

## 1.3 Plány obrany a obnovy soustavy

Ochrana elektrizační soustavy před jejím kolapsem sestává z několika vrstev. První z nich je dostatečná redundance, tedy určitý „nadstav“ způsobů, jak dodávat elektrickou energii. Druhou vrstvou jsou ochranné systémy, které mají zabránit trvalému poškození prvků soustavy po nějaké nastalé kontingenci. A zatřetí jsou zde komplexní pravidla provozu soustavy, která mají zajistit bezproblémový chod po nastalých kontingencích (například pomocí manuálních zásahů). Pokud však nastanou extrémní kontingence či jejich nešťastná souhra, je poslední možností udržení provozu soustavy tzv. plán obrany [23].

V případě, že se soustava dostane do nouzového stavu či stavu blackoutu, musí nastat koordinovaný postup obnovy soustavy dle plánů obnovy [24].

Pro Českou republiku zpracovává plány obrany a obnovy společnost ČEPS, a. s. a jejich přibližné rámce jsou dostupné v V. části Kodexu přenosové soustavy [2]. Části plánů souvisí s vlastnostmi výrobních zdrojů, kterým se budeme věnovat později, proto je ukázka plánů obrany v části 4.2.3 Další opatření v plánech obrany.

### 1.3.1 Plány obrany

Mezinárodní rada CIGRÉ „*popisuje plán obrany jako soubor koordinovaných automatických opatření, která mají zajistit, aby byl celý energetický systém chráněn před velkými poruchami, které jsou spojeny s několika kontingencemi, jež obecně nejsou způsobeny přírodními pohromami*“. [23]

Události, kdy dochází současně k několika kontingencím, nastávají s velmi malou pravděpodobností, nicméně jejich dopad by byl v případě neúčinných obranných plánů značný a mohlo by dojít až k rozpadu sítě.

V plánech obrany bychom mohli nalézt automatické (ale i některé manuální) instrukce řídící výrobní zařízení, spínání kompenzačních prvků, upravující topologii sítě přepínáním spínačů v rozvodnách, instrukce pro odhazování zátěže a podobně.

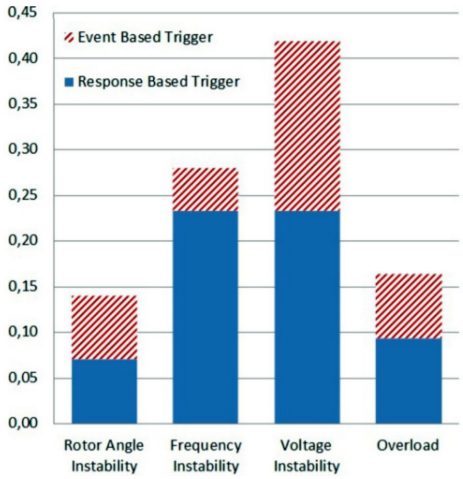
V Nařízení Komise (EU) 2017/2196 je pro PPS na území EU stanoveno, že plány obrany musí obsahovat tato opatření: [24]

- Schéma automatické regulace při podfrekvenci
- Schéma automatické regulace při nadfrekvenci
- Schéma automatických opatření při napěťovém kolapsu
- Postup řízení odchylek frekvence
- Postup řízení odchylek napětí
- Postup řízení toků výkonu
- Postup poskytnutí činného výkonu
- Postup manuálního odpojení poptávky

Plány obrany mohou být spínány konkrétní událostí (tzv. *event based*) – například automatické odpojování zdroje, který je připojen dvěma vedeními ve chvíli, kdy dojde k poruše na jednom z vedení, tak, aby se druhé nepřetížilo. Nebo mohou být aktivovány ve chvíli, kdy je detekována nějaká kontingence, například nějaká změna v napětí či frekvenci (tzv. *response based*). Příkladem může být odhození zátěže při poklesu frekvence pod určitou hodnotu nebo při gradientu frekvence, který je větší než gradient referenční události.

Kontingence či náhlá událost je detekována díky sledování základních parametrů přenosu, mezi které patří velikost zátěžného úhlu (u generátorů), frekvence, napětí a přetížení vedení či dalších prvků.

V Evropě jsou nejčastěji používanými „*spouštěči*“ ty, které kontrolují hodnotu napětí. To převážně proto, že je k dispozici velké množství přístrojů pro tyto účely. Dále je v síti nejvíce kontrolována hodnota frekvence. Z Obrázku 1.5 je také patrné, že většina obranných plánů je aktivována při překročení nějaké konkrétní, předem nadefinované hodnoty (tedy jde o response based spouštěče) [23].




**Obrázek 1.5.** Rozdělení *event based* a *response based* spouštěčů podle typů nestabilit. Převzato z [23]

Konkrétní parametry pro spouštění plánů obrany si stanovuje každý provozovatel přenosové soustavy zvlášť v koordinaci s provozovateli distribučních soustav, význam-

nými uživateli sítě a poskytovateli služeb obrany soustavy. Ta opatření, která mají významný přeshraniční dopad, je nutné koordinovat s dotčenými provozovateli. Jedinou výjimkou, kdy jsou provozovatelé omezeni konkrétními hodnotami dle Nařízení Komise (EU) 2017/2196 [24], je schéma automatické regulace při podfrekvenci, kde odpojování poptávky musí splňovat minimálně hodnoty uvedené v Tabulce 1.2. Tato tabulka také slouží jako příklad konkrétních hodnot, které se mohou vyskytnout v plánu obrany. Pro každou synchronní zónu jsou tyto hodnoty nastavené jinak na základně možností této zóny [24].

Aby vůbec mohl být aktivován plán obrany, musí být splněno jedno z následujících dvou kritérií:

a) „*Soustava se nachází v nouzovém stavu (…) a k dispozici nejsou žádná nápravná opatření, jejichž prostřednictvím by bylo možné vrátit soustavu do normálního stavu.*“ [24]

b) „*Bezpečnost provozu přenosové soustavy vyžaduje, na základě analýzy bezpečnosti provozu, kromě dostupných nápravných opatření aktivaci opatření obsažených v plánu obrany soustavy (…).*“ [24]

Aktivací jakýchkoliv nápravných opatření v dané soustavě nesmí dojít k ohrožení této soustavy nebo propojených soustav v tom smyslu, že v nich nesmí nastat stav nouze nebo stav blackoutu.

| Parametr | Hodnoty pro synchronně propojenou oblast kontinentální Evropa | Hodnoty pro severskou synchronně propojenou oblast | Hodnoty pro synchronně propojenou oblast Velká Británie | Hodnoty pro synchronně propojenou oblast Irsko | Jednotka |
|---|---|---|---|---|---|
| Počáteční povinná úroveň pro odpojení poptávky:<br><br>frekvence | 49 | 48,7 – 48,8 | 48,8 | 48,85 | Hz |
| Objem poptávky, který má být odpojen | 5 | 5 | 5 | 6 | % celkového zatížení na vnitrostátní úrovni |
| Konečná povinná úroveň pro odpojení poptávky:<br><br>frekvence | 48 | 48 | 48 | 48,5 | Hz |
| Konečná povinná úroveň pro odpojení poptávky:<br><br>kumulativní objem poptávky, který má být odpojen | 45 | 60 | 50 | 60 | % celkového zatížení na vnitrostátní úrovni |
| Dovolená tolerance | ± 7 | ± 10 | ± 10 | ± 7 | % celkového zatížení na vnitrostátní úrovni, pro danou frekvenci |
| Minimální počet kroků k dosažení konečné povinné úrovně | 6 | 2 | 4 | 6 | počet kroků |
| Maximální objem poptávky, který může být v každém kroku odpojen | 10 | 15 | 10 | 12 | % celkového zatížení na vnitrostátní úrovni, pro daný krok |

**Tabulka 1.2.** Charakteristiky automatického frekvenčního odlehčování [24]

### 1.3.2 Plány obnovy

Cílem plánů obnovy soustavy je v první řadě zkrácení doby trvání výpadku dodávky elektrické energie uživatelům.

Při zpracování plánů obnovy musí PPS zohlednit mnoho prvků, jako jsou například vlastnosti spotřeby a výroby a vlastnosti své PS a soustav nižších napětí, tedy distribučních soustav (DS). Dále musí PPS brát ohled na významné uživatele sítě a jejich potřeby. To znamená, že provozovatel musí mít přesně sestavený seznam významných uživatelů a musí mít určen jejich stupeň priority. V České republice jsou priority nastaveny následovně: [2]

1) Vlastní spotřeba jaderných elektráren
2) Vlastní spotřeba systémových klasických elektráren
3) Hlavní město Praha
4) Velké městské aglomerace
5) Ostatní spotřebitelé

Nutnost obnovit vlastní spotřebu elektráren je převážně z toho důvodu, že ne všechny elektrárny jsou schopny vlastní spotřebu (jako je měření a povelování či provoz důležitých strojů), zvláště po odstavení výroby, udržovat v provozu – k tomu by potřebovaly nouzové zdroje vlastní spotřeby. Mnohem častěji jsou využívány záložní zdroje vlastní spotřeby, kterými je nejčastěji právě napájení z distribuční soustavy. Celkově se opatření v plánu obnovy musí řídit těmito zásadami: [2]

- Mají mít minimální dopad na uživatele soustavy.
- Mají být ekonomicky efektivní.
- Mají se aktivovat pouze ta opatření, která jsou nezbytná.
- Tato opatření nezpůsobí v propojených přenosových soustavách nouzový stav nebo stav blackoutu.

Plány obnovy se mohou aktivovat v následujících případech:

a) „*jestliže se soustava nachází v nouzovém stavu (…), jakmile je soustava stabilizována po aktivaci opatření obsažených v plánu obrany soustavy*“ [2]
b) „*jestliže v soustavě nastane stav blackoutu (…)*“ [2]

Po aktivaci plánu obnovy se přenosová soustava nachází v elektrickém ostrovu, jehož hranice a rozsah je nutné sledovat a je nutné koordinovat postup s dalšími provozovateli, aby bylo možné opět vytvořit původní synchronní zónu.

Plán obnovy obsahuje dvě základní strategie: [2]

a) Obnovení napájení ze sousední soustavy

b) Obnovení napájení vlastními zdroji

Při obnově vlastními zdroji je nutné použít pouze takové zdroje, které jsou schopny startu ze tmy a ostrovního provozu. Těmto typům zdrojů se budeme více věnovat v závěru této práce.

Pokud už se podaří soustavu uvést alespoň do omezeného provozu (například v rámci ostrova), je nutné řídit se přesným postupem řízení frekvence. Tento postup by měl minimálně obsahovat postupy pro nastavení regulátoru výkonové rovnováhy, určování frekvenčních leaderů, stanovování cílové frekvence či konkrétní postupy pro řízení frekvence při jejích odchylkách či úplném rozpadu synchronní oblasti [2].

Určování **frekvenčního leadera** je jedním z prvních úkonů, který by měl nastat. Konkrétně by se jím měl stát provozovatel „s nejvyšším výkonovým číslem“[1] [2]. V souhrnu by tento leader měl mít největší obsah dostupných záloh činného výkonu, dostatečné kapacity na propojovacích vedeních, dostupné informace o měření frekvence od PPS v daném ostrově a dostupné měření kritických prvků v daném ostrově či synchronní zóně. Úkolem tohoto leadera je po dohodě s dalšími provozovateli stanovit provozní režim regulátoru výkonové rovnováhy a frekvence, který bude použit všemi provozovateli v elektrickém ostrově. Tento leader také řídí spouštění $\mathrm{mFRR_t}$ a RR [2].

Dalším důležitým krokem pro obnovu soustavy po jejím rozpadu (úplném či na ostrovy) je provedení opětovného přifázování (ukázka viz Obrázek 1.4). Tím se myslí propojení částí soustavy do většího, ideálně synchronního celku.

Na každé dvojici ostrovů, kterou je potřeba k sobě propojit, se nejprve dohodnou frekvenční leadeři a určí jednoho **leadera fázování**. Tím se může stát ten PPS, který má: [2]

- Na hranici mezi dvěma ostrovy k dispozici alespoň jednu rozvodnu vybavenou synchronizačním zařízením
- Přístup k měřením frekvence daných ostrovů
- Přístup k měření napětí v rozvodnách, které mají být přifázovány
- Možnost regulovat napětí v potenciálních místech propojení

V případě, že by tyto podmínky splňovalo více PPS, měl by se jím stát ten, který má k dispozici nejvíce potenciálních míst opětovného fázování.

Tento leader stanoví mezní limity pro fázování, kterými jsou:

- Cílová hodnota frekvence pro opětovné přifázování
- Maximální rozdíl frekvencí mezi ostrovy
- Maximální přetoky činného a jalového výkonu

[1] Výkonové číslo udává množství činného výkonu nutného pro změnu frekvence o $\Delta f$. Je dáno jako podíl poruchové změny výkonu $\Delta P$ a odchylky kmitočtu $\Delta f$, tedy $K = \frac{\Delta P}{\Delta f}$ (MW/Hz) [25].

Dále je rovněž nezbytné stanovit provozní režim regulátoru výkonové rovnováhy a frekvence, místo opětovného přifázování a následná opatření, aby bylo možné vytvořit další propojení mezi elektrickými ostrovy. Tento leader samozřejmě musí o pokusech o přifázování informovat další provozovatele, kteří s ním sdílejí elektrický ostrov. Pokud nebudou pokusy o přifázování úspěšné, může leader fázování vybrat jinou rozvodnu, kde se pokusí o propojení ostrovů, nebo může být určen jiný leader fázování. Zánik pozice leadera fázování nastane, pokud je zvolen nový leader, nebo pokud došlo k úspěšnému přifázování ostrovů.

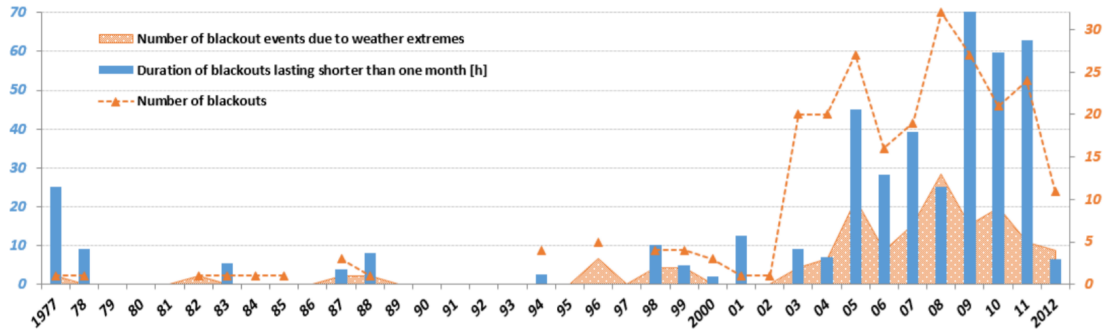
# Kapitola 2
# Míra rizika poruchy typu blackout a její příčiny

Blackout je typ poruchy, u kterého je velmi malá pravděpodobnost, že nastane, nicméně jeho dopady mohou být značné, pokud bychom se před ním aktivně nechránili, a nesnižovali tak riziko jeho vzniku. Úplný výpadek dodávky elektrické energie a rozpad soustavy by v těch nejhorších scénářích měly dopady na kritické subjekty – nemocnice, tísňové linky, bankovní systémy a další. Situaci by komplikovalo narušení kritické infrastruktury – dodávek zemního plynu, pohonných hmot, vody nebo tepla. Kromě ohrožení života občanů a snížení jejich pohodlí by od prvního okamžiku došlo k dopadům na ekonomiku. Kromě financí vynaložených na obnovu soustavy by došlo k zastavení veškeré průmyslové výroby, prodeje a všem subjektům závislým na dodávce elektrické energie by se začaly načítat ztráty.

Proto je důležité prověřit, jak často se podobné poruchy většího rozsahu udávaly v historii, čím byly způsobeny a zda je stejné riziko jejich vzniku i v současnosti. Do zhodnocení současných hrozeb je nutné promítnout rozvoj elektrizační soustavy, který se doposud udál.

## 2.1 Četnost poruch typu blackout v Evropě a ve světě

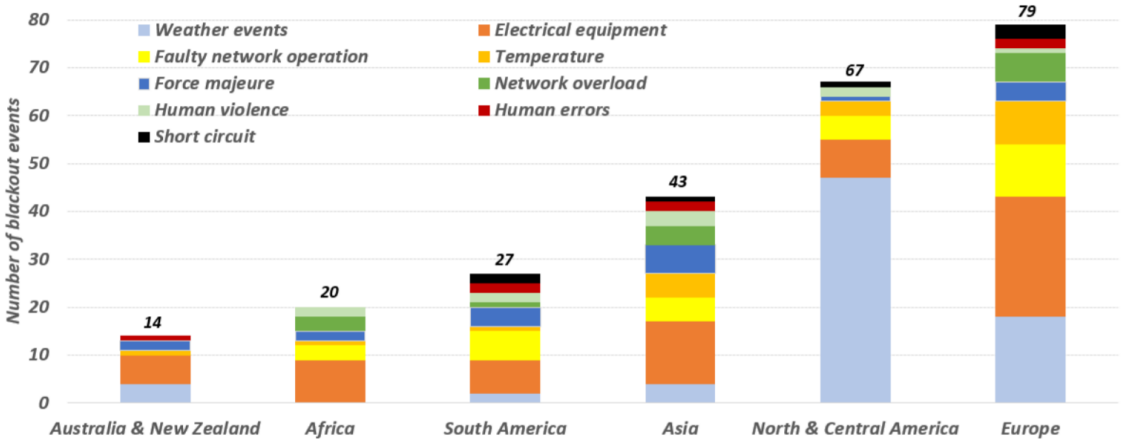
S rostoucí poptávkou po dodávce elektrické energie začalo počátkem 21. století ve světě docházet k většímu množství rozsáhlejších přerušení dodávek. Co je přesně myšleno rozsáhlým výpadkem, však není v tomto případě snadné kvantifikovat, jelikož v průběhu let docházelo ke změnám v pravidlech pro ohlašování výpadků a tato pravidla se také lišila v různých částech světa [26]. V rozmezí let 1977 až 2012 byl z dostupných dat vytvořen následující graf.




**Obrázek 2.1.** Počet a průměrná doba trvání blackoutů v letech 1977-2012. Převzato z [26]

Z celkového počtu 250 poruch se jich 31,6 % odehrálo v Evropě, 26,8 % v Severní a Střední Americe a 41,6 % pak ve zbytku světa.

Pokud docházelo k blackoutům ve vyspělých zemích, šlo většinou o lokální výpadky, které ovlivnily tisíce či desetitisíce lidí; nicméně ty největší výpadky v historii zasáhly převážně rozvojové země mimo Evropu nebo Severní a Střední Ameriku. Dva největší výpadky v historii nastaly v Indii (2001 a 2012), kdy první znamenal přerušení dodávky elektřiny 230 milionům lidí a druhý 620 milionům lidí [27]. Toto by mělo sloužit jako ilustrace toho, že ne všechny blackouty jsou stejně závažné a na historická data nelze pohlížet pouze kvantitativně.




**Obrázek 2.2.** Příčiny poruch z let 1977-2012. Převzato z [26]

## 2.1.1 Evropa

### 2.1.1.1 Minulost

Na Obrázku 2.2 vidíme, že v historii bylo nejvíce závažných výpadků způsobeno poruchami na elektrických zařízeních, druhý největší vliv měly meteorologické jevy. Ne všechna přerušení dodávek jsou způsobena poruchou samotnou, v některých případech je v rámci obrany soustavy použito odhazování zátěže či rotující blackouty, které mají zabránit rozsáhlejším poruchám. Tři poruchy s dopadem na největší množství lidí, které v Evropě mezi lety 1977–2012 nastaly, jsou:

- 1983, Švédsko – ovlivněno 4,5 mil. lidí – způsobeno poruchou vypínače v rozvodně poblíž Stockholmu, což vyústilo ve zkrat na transformátoru [28].
- 2003, Itálie, Švýcarsko – ovlivněno 56 mil. lidí – způsobeno poruchou vedení mezi Švýcarskem a Itálií kvůli bouři [29].
- 2006, kontinentální Evropa – ovlivněno 15 mil. lidí – způsobeno chybou na straně operátorů v německé síti E.ON, kteří umožnili dočasné vypnutí vedení přes řeku Emži [14].

### 2.1.1.2 Současnost

V roce 2013 byla společností ENTSO-E zavedena tzv. Incident Classification Scale (ICS) [30], která poruchy v elektrizačních soustavách provozovatelů sdružených v ENTSO-E, dělí do 4 základních skupin.

| Stupeň 0 | | Stupeň 1 | | Stupeň 2 | | Stupeň 3 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Zaznamenáníhodná událost | | Významná událost | | Rozsáhlá událost | | Závažná událost | |
| Priorita/Krátká definice (Označení kritéria) | | Priorita/Krátká definice (Označení kritéria) | | Priorita/Krátká definice (Označení kritéria) | | Priorita/Krátká definice (Označení kritéria) | |
| #20 | poruchy na zátěži (L0) | #11 | poruchy na zátěži (L1) | #2 | poruchy na zátěži (L2) | #1 | blackout (OB3) |
| #21 | poruchy vedoucí k degradaci frekvence (F0) | #12 | poruchy vedoucí k degradaci frekvence (F1) | #3 | poruchy vedoucí k degradaci frekvence (F2) | | |
| #22 | poruchy na přenosových prvcích (T0) | #13 | poruchy na přenosových prvcích (T1) | #4 | poruchy na přenosových prvcích (T2) | | |
| #23 | poruchy na výrobnách elektrické energie (G0) | #14 | poruchy na výrobnách elektrické energie (G1) | #5 | poruchy na výrobnách elektrické energie (G2) | | |
| | | #15 | porušení kritéria N-1 (ON1) | #6 | porušení kritéria N (ON2) | | |
| #24 | vydělení ze sítě (RS0) | #16 | vydělení ze sítě (RS1) | #7 | vydělení ze sítě (RS2) | | |
| #25 | porušení standardů napětí (OV0) | #17 | porušení standardů napětí (OV1) | #8 | porušení standardů napětí (OV2) | | |
| #26 | snížení dostupného objemu SVR (RRC0) | #18 | snížení dostupného objemu SVR (RRC1) | #9 | snížení dostupného objemu SVR (RRC2) | | |
| #27 | ztráta nástrojů a zařízení (LT0) | #19 | ztráta nástrojů a zařízení (LT1) | #10 | ztráta nástrojů a zařízení (LT2) | | |

**Tabulka 2.1.** Klasifikace ICS [31]. Vlastní překlad

Dle této metodologie byly v letech 2013–2020 zaznamenány tyto počty událostí:

| Počty událostí dle metodologie ICS v Evropě | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| rok | Stupeň 0 | Stupeň 1 | Stupeň 2 | Stupeň 3 | Celkový počet | |
| 2013 | 666 | 133 | 0 | 0 | 799 | |
| 2014 | 1035 | 220 | 4 | 0 | 1259 | |
| 2015 | 783 | 297 | 4 | 0 | 1084 | |
| 2016 | 614 | 327 | 2 | 0 | 943 | |
| 2017 | 680 | 390 | 2 | 0 | 1072 | |
| 2018 | 2762 | 262 | 6 | 0 | 3030 | *Změna metodologie |
| 2019 | 2851 | 363 | 3 | 0 | 3217 | |
| 2020 | 2423 | 316 | 1 | 0 | 2740 | |

**Tabulka 2.2.** Počty událostí dle metodologie ICS v Evropě

Údaje uvedené v tabulce vychází ze závěrečných ročních zpráv ICS [32]–[39].

Vidíme, že od zavedení této metodologie nedošlo v evropských synchronních zónách k žádné poruše blackout, tedy k poruše, která je označena jako Stupeň 3. Z toho můžeme usuzovat, že v Evropě je riziko této poruchy velmi malé, nicméně není přesně kvantifikovatelné.

Poruchy na úrovni 2 tvoří z celkového počtu 0,15 %. Tyto poruchy už jsou rozsáhlého rázu. Do této kategorie spadají události, kdy například dojde ke vzniku jednoho nebo více elektrických ostrovů, je porušeno kritérium (N) či je nutné použít odhazování zátěže. Tyto poruchy mají nejblíže k tomu, aby vyústily v blackout.

Většina poruch je však na úrovni 0 nebo 1 a u nich nehrozí, že by způsobily v soustavě blackout.

### 2.1.2 Severní a Střední Amerika

#### 2.1.2.1 Minulost

Obrázek 2.2 ukazuje, že příčiny poruch jsou v Severní a Střední Americe odlišné od těch v Evropě. 47 z 67 zaznamenaných poruch bylo způsobeno meteorologickými vlivy.

Bližším studiem příčin těchto historických událostí jsem dospěl k tomu, že přibližně polovina z nich byla způsobena bouřemi a jejich průvodními vlivy či silným větrem. Šest blackoutů bylo způsobeno hurikány.

Ač tato kategorie obsahuje celou Severní a Střední Ameriku, většina blackoutů se udála ve Spojených státech amerických – přibližně okolo 80 % právě mezi lety 1977–2012. To z USA dělá vyspělou zemi s největším množstvím blackoutů, a tedy i s největším rizikem jejich vzniku.

Největší blackouty v Severní a Střední Americe v letech 1977–2012 jsou tyto:

- 1989, Quebec (Kanada) – ovlivněno 9 milionů lidí – způsobeno geomagnetickou bouří zapříčiněnou sluneční erupcí [40].
- 2003, Severovýchod USA, Centrální Kanada – ovlivněno 50 milionů lidí – způsobeno zkratem na vedení kvůli přerostlým větvím stromů, chybou v softwaru, který nespustil alarm, a sérií lidských chyb [41].
- 2011, USA, Kanada, ostrovní státy v Karibiku – 6,7 milionů výpadků nahlášeno v USA [42], odhadem 300 tisíc domácností bylo bez dodávky elektrické energie v Kanadě [43], informace z ostrovních států nebyly k dispozici – způsobeno hurikánem Irene.
- 2012, USA, Kanada, ostrovní státy Karibiku – 8,6 milionů výpadků nahlášeno v USA [42], přibližně 200 tisíc lidí bylo bez dodávky elektrické energie v Kanadě [44], další jednotky milionů lidí byly bez elektrické energie v ostrovních státech [45] – způsobeno hurikánem Sandy.

Ze zákona jsou v USA provozovatelé přenosových soustav povinni hlásit všechna přerušení dodávky elektrické energie, které ovlivnily více než 50 000 zákazníků nebo došlo k odpojení více než 300 MW dodávky. Nicméně většina provozovatelů hlásí i menší přerušení. Databáze NERC (North American Electric Realiability Corporation) tak mezi roky 1984–2006 nasbírala 933 hlášení o odpojeních dodávky způsobených poruchou. Data z této databáze byla statisticky zpracována v [46], odstraněny byly duplikáty hlášení a představeny byly následující závěry. Výzkum však upozorňuje na fakt, že dle odhadů (výpočtem *System Average Interruption Frequency Index* – SAIFI) budou nasbíraná data tvořit pouze 5 % přerušených dodávek, jelikož většina výpadků má velmi malý rozsah.

| | Vše | ≥ 300 MW | ≥ 50 tis. zák. |
|---|---|---|---|
| Celkový počet událostí | 861 | 277 | 320 |
| Střední velikost v MW | 584 | 1 706 | 1 111 |
| Medián v MW | 90 | 637 | 274 |
| Směrodatná odchylka v MW | 3 272 | 5 610 | 5 163 |
| Střední počet zákazníků | 62 640 | 288 720 | 429 180 |
| Medián zákazníků | 1 000 | 71 000 | 1 749 750 |
| Směrodat. odchylka počtu zák. | 87 150 | 1 020 200 | 1 076 700 |

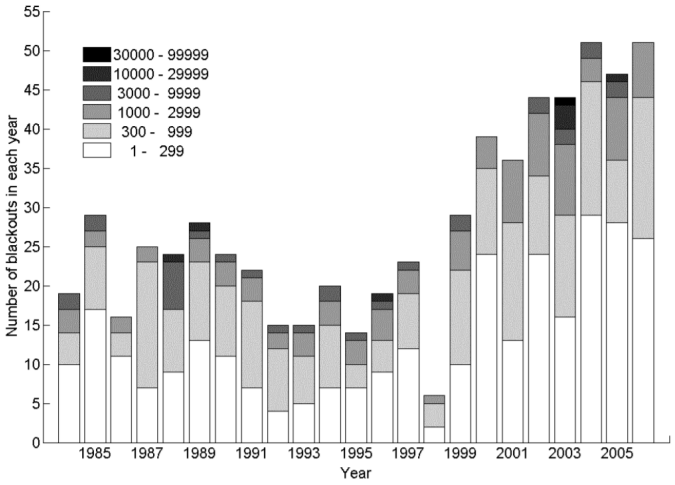
**Tabulka 2.3.** Statistické údaje blackoutů v USA, 1984-2006. Převzato z [46], vlastní překlad

Z těchto dat můžeme vidět, že ač některé blackouty mohou být až v rozsahu GW nedodávaného výkonu, tak medián všech nahlášených událostí je pouze 90 MW a 1000

zákazníků (alespoň z těch poruch, které byly nahlášeny). U těchto menších blackoutů neočekáváme velké dopady na distribuční nebo přenosové soustavy a je velmi pravděpodobné, že v minulosti tyto výpadky neměly vliv na fungování kritických infrastruktur, záchranných složek, nemocnic či dodávek důležitých komodit.

Nicméně vysoké střední hodnoty a směrodatné odchylky ať už počtu zákazníků, tak množství nedodávaného výkonu naznačují, že v soustavě občas docházelo k rozsáhlým blackoutům, které ovlivňovaly statisíce až miliony zákazníků (doposud největší v roce 2003 – viz body výše). Těmito rozsáhlými blackouty už může být stabilita celé propojené přenosové soustavy závažně ovlivněna, stejně tak jako celé fungování postižených států. Takto rozsáhlé výpadky mají rovněž nezanedbatelné ekonomické dopady, které v případě událostí z roku 2003, kdy bylo přerušeno 61,8 GW dodávek, jsou americkým ministerstvem pro energetiku (U. S. Department of Energy – DOE) odhadovány na 6 miliard USD [47].

Pokud se všechny nahlášené události mezi roky 1984–2006 umístí do grafu, můžeme si povšimnout, že počet všech událostí v průběhu let narostl.




**Obrázek 2.3.** Počty blackoutů v jednotlivých letech. Převzato z [46]

Nárůst je ale největší v hlášení malých událostí, kde došlo k přerušení dodávky výkonu v rozmezí 1–299 MW. V případě větších poruch (nad 300 MW) provedeme statistický Pearsonův $\chi^2$ test dobré shody na hladině významnosti $\alpha = 0{,}05$. Máme hypotézu, že počet poruch větších než 300 MW je v průběhu let stále stejný.

| | 19XX | | | | | | | | | | | | | | | | 20XX | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Rok | 84 | 85 | 86 | 87 | 88 | 89 | 90 | 91 | 92 | 93 | 94 | 95 | 96 | 97 | 98 | 99 | 00 | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 |
| Počet | 9 | 12 | 5 | 18 | 15 | 15 | 13 | 15 | 11 | 10 | 13 | 7 | 10 | 11 | 4 | 19 | 15 | 23 | 20 | 28 | 22 | 14 | 25 |

**Tabulka 2.4.** Počty poruch větších než 300 MW v jednotlivých letech [46]

Z této statistiky vyjmeme ty roky, kde je počet těchto událostí menší než 10 kvůli předpokladu, že jde o statistické odchylky. Počet let, ze kterých budeme určovat statistiku, se tak sníží na 19.

Hodnota $\chi^2$ je definována jako:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{k} \frac{(X_i - Np_i)^2}{Np_i} \tag{1}$$

kde u nás $k$ je počet let, $X_i$ jsou skutečné četnosti v jednotlivých letech a $Np_i$ jsou očekávané četnosti (v našem případě střední hodnota četnosti).

Střední hodnota četnosti počtu událostí ze započítaných let vychází $Np_i = 16{,}26$. Dosazením do příslušného vzorce tak dostaneme $\chi^2 = 30{,}85$. Jelikož máme 19 hodnot, je stupeň volnosti $\nu = 18$. Hladina významnosti $\alpha$, na které budeme zamítat naši hypotézu (tzv. p-hodnota), pak vychází 0,03 [48]. Můžeme tedy říct, že výsledek našeho testu je **statisticky významný** na hladině $\alpha = 5$ %.

#### 2.1.2.2 Současnost

Od roku 2012 je organizací NERC zaveden tzv. Electric Reliability Organization Event Analysis Process (ERO EAP) [49], který rozděluje události v elektrizačních soustavách, jež pod NERC spadají, do 5 skupin.

| Kategorie 1 | Kategorie 2 | Kategorie 3 | Kategorie 4 | Kategorie 5 |
|---|---|---|---|---|
| výpadek 500-1999 MW výroby | ztráta 300 MW a více zatížení po více než 15 minut | nezamýšlená ztráta zatížení, výroby nebo DC propojení o 2000 MW a více | nezamýšlená ztráta zatížení nebo výroby o 5001-9999 MW | nezamýšlená ztráta zatížení nebo výroby o 10000 MW a více |
| nezamýšlené vytvoření ostrova o 100-999 MW | nezamýšlené vytvoření ostrova o 1000-4999 MW | nezamýšlené vytvoření ostrova o 5000 až 10000 MW | nezamýšlené vytvoření ostrova o více než 10000 MW (vyjma Floridy) | |
| zamýšlené a kontrolované oddělení Nového Brunšviku a Floridy od východní synchronní zóny | | nezamýšlené oddělení Floridy od východní synchronní zóny | | |
| porucha 3 a více zařízení v ES | porušení provozních limitů po dobu delší než kritickou | | | |
| snížení napětí v síti o 3 % a více po 15 minut | porucha způsobující ≥10% odchylku od $U_n$ po 15 minut a více | | | |
| ztráta monitoringu a operátorského řízení po dobu delší než 30 minut | kompletní ztráta vnitřní komunikace po dobu delší než 30 minut | | | |
| nezamýšlená ztráta asynchronní výroby o 500 MW a více | úplná ztráta napájení jaderné elektrárny | | | |
| chyba implementace nápravných opatření | | | | |
| v síti ERCOT (Texas) ztráta 1400-1999 MW výroby | | | | |
| nezamýšlená ztráta DC propojení zatíženého 500 MW a více | | | | |

jakákoli událost předchozích kategorií

**Tabulka 2.5.** Souhrn kategorií dle ERO EAP [49]

Pokud je nahlášena událost, která nesplňuje ani jedno z těchto kritérií, je započítána jako nezařazená (nebo také KAT 0). U těchto událostí se pak dále nezkoumá původ jejich vzniku. U událostí v kategorii 1 a 2 je vždy snaha určit jejich příčinu, ač se to nemusí vždy podařit. V kategoriích 3 a vyšší je provedena komplexnější analýza události.

Dle tohoto rozdělení byly doposud zaznamenány tyto počty událostí:

| rok | KAT 1 | KAT 2 | KAT 3 | KAT 4 | KAT 5 | Součet | Popis vyšších kategorií |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2013 | 102 | 33 | 6 | 0 | 0 | 141 | |
| 2014 | 144 | 24 | 1 | 0 | 1 | 170 | *Polární vortex (K5) |
| 2015 | 128 | 21 | 1 | 0 | 0 | 150 | *Ztráta 1,4+ GW výroby (K3) |
| 2016 | 163 | 6 | 2 | 0 | 0 | 171 | *Ztráta 1,4+ a 2,0+ GW výroby (K3) |
| 2017 | 176 | 3 | 0 | 0 | 2 | 181 | *Hurikány Harvey a Irma (K5) |
| 2018 | 169 | 6 | 2 | 0 | 0 | 177 | *Hurikány Michael a Florence (K3) |
| 2019 | 148 | 3 | 0 | 0 | 0 | 151 | |
| 2020 | 117 | 1 | 0 | 0 | 0 | 118 | |

**Tabulka 2.6.** Souhrn událostí dle ERO EAP v letech 2013-2020

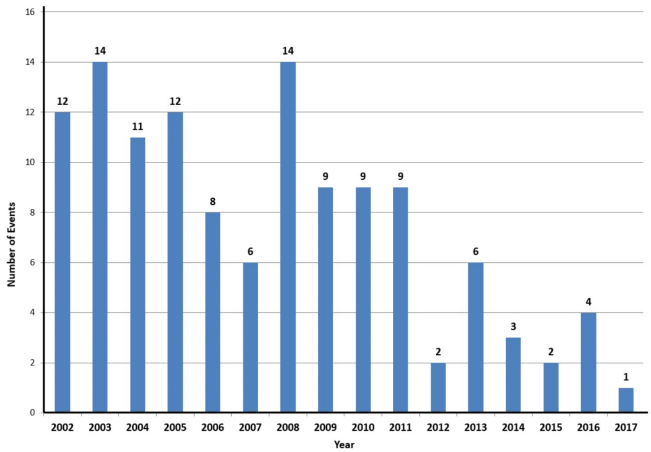
Zdroje použité pro předchozí tabulku jsou: [50]–[57].

V průběhu let docházelo ke změnám v rozdělení událostí do skupin, nicméně tyto změny se dotkly pouze kategorií 1 a 2.

Celkově tak můžeme pozorovat pokles počtu událostí a mezi lety 2018–2020 nedošlo ani k žádné události kategorie 5. Doposud zaznamenané události této nejvyšší kategorie byly způsobeny extrémními přírodními vlivy – hurikány a polárním vortexem. Toto je velký rozdíl oproti Evropě, která se s těmito vlivy nemusí doposud potýkat.

Vznik meteorologických událostí, které ústí v rozsáhlé blackouty, je však kvůli stochastické povaze počasí obtížné předpovídat. Vliv počasí tak zůstává jedním z velkých rizik provozu elektrizačních soustav. Tomuto riziku se budeme více věnovat v části 2.2 Analýza aktuálních rizik a jejich možné dopady.

Naopak co je možné ovlivnit, je provozní bezpečnost a robustnost soustavy, která chrání odběratele před přerušením dodávek elektrické energie. V tomto ohledu došlo v posledních desítkách let ke značnému zlepšení.



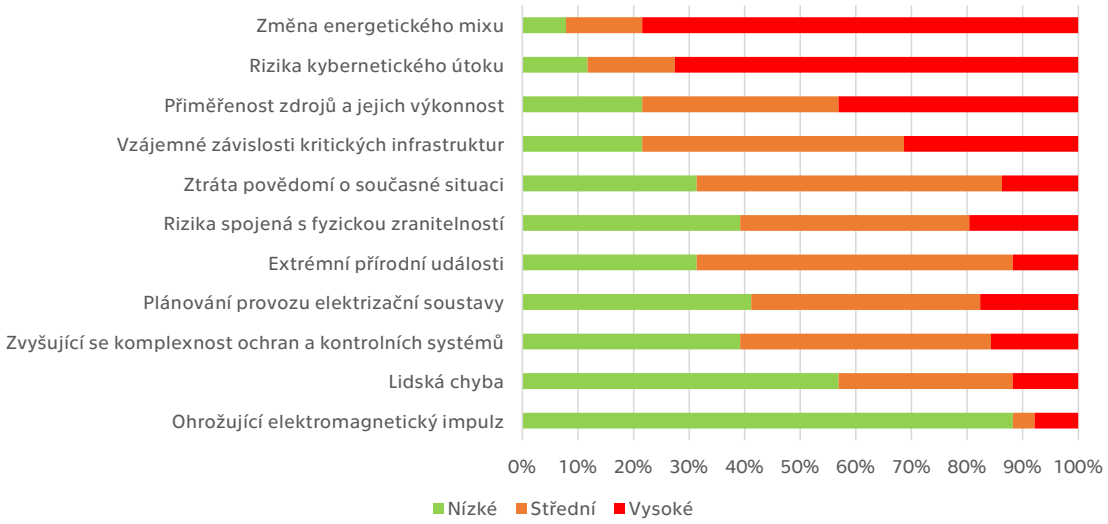

**Obrázek 2.4.** Počet poruch v severoamerických ES, které vyústily v odpojení zátěže. Převzato z [54]

Ze sebraných dat prezentovaných v Obrázku 2.4 vychází, že mezi lety 2002–2017 došlo k několikanásobnému poklesu počtu událostí, kdy bylo ztraceno více než 200 MW[1] zátěže po dobu větší než 15 minut nebo muselo dojít k odhazování zátěže o velikosti 100 MW a větší [54]. Z tohoto pohledu došlo ke snížení rizika blackoutu.

## 2.2 Analýza aktuálních rizik a jejich možné dopady

V polovině roku 2021 vydala severoamerická nezisková společnost NERC závěrečnou zprávu, která hodnotí rizika pro elektrizační přenosovou soustavu Spojených států amerických. Mnohá tato rizika jsou obecného charakteru a mohou platit i pro jiné země, proto si tato rizika uvedeme a dle zprávy je rozdělíme do základních skupin. Zdrojem bude [58].

Zdrojem, podle kterého se určovala závažnost rizik, byla panelová diskuse odborníků 26.–27. 1. 2021 pořádaná organizací NERC a její přidruženou komisí RISC (Realiability Issues Steering Committee). Další vstupní data pocházela z průzkumu RISC, kde zainteresované subjekty (o celkovém počtu 51) měly ohodnotit každé potenciální riziko čísly od 1 do 11 (1 nejnižší riziko, 11 nejvyšší riziko), aby komise zjistila obecný pohled na daná rizika. Z tohoto průzkumu vzešlo následující pořadí:




**Tabulka 2.7.** Pořadí rizik dle odpovědí v dotazníku RISC [59]

Hodnocení 1–4 byla v závěru zprávy sjednocena jako „nízké riziko“, 5–8 jako „střední riziko“ a 9–11 jako „vysoké riziko“.

Je nutné podotknout, že do dotazníku byly přijímány odpovědi v prosinci 2020 a lednu 2021, což bylo ještě před událostí Texas Power Crisis, kde významnou roli hrála přírodní událost v podobě sněhové bouře a nízkých teplot. Můžeme předpokládat, že pokud by tento dotazník byl proveden až po této události, umístily by se extrémní přírodní události na vyšší pozici v závažnosti rizik.

Nicméně zpráva NERC [58] vyšla až 12. srpna 2021, tedy po událostech Texas Power Crisis. Proto jsou extrémní (přírodní) události jedním z hlavních vytipovaných rizik. Celkově se tedy zpráva zaměřila na tyto čtyři oblasti:

[1] 300 MW u zákazníků s průměrným ročním odběrem větším než 3 000 MW.

a) Transformace sítě

b) Extrémní události

c) Bezpečnostní rizika

d) Vzájemné závislosti kritických infrastruktur

My si jednotlivé body projdeme a zhodnotíme je jednak na základě zprávy NERC, tak i dalších zdrojů, publikovaných například ENTSO-E, či dalšími organizacemi.

### 2.2.1 Transformace sítě

Konkrétní rizika vidí NERC v tom, že plánování a zhodnocování adekvátnosti zdrojů je „*omezeno politickými a veřejnými subjekty, které neberou v potaz nutnost propojenosti elektrizační soustavy*“ [58]. To může vést k nedostatku přenosových kapacit v soustavě, jejíž zdrojový energetický mix se postupně proměňuje.

Pro tento bod je však dobré uvést kontext. Pro Evropu v této oblasti nevzniká závažný problém, jelikož provozovatelé evropských elektrizačních soustav se snaží o vzájemnou spolupráci a koordinaci na poli výroby elektrické energie i poskytování služeb výkonové rovnováhy. Nicméně v USA se stát Texas snažil v minulosti vyhnout federální regulaci, a odtrhnul se tak od dalších dvou synchronních zón Spojených států a vytvořil si svou synchronní zónu (pod provozovatelem ERCOT – Electric Reliability Council of Texas, který pokrývá přibližně ¾ plochy Texasu), propojenou se zbytkem USA a Mexikem jen pomocí nedostatečných čtyř HVDC spojení, které jsou v úhrnu schopné dopravovat méně než 1 % celkového štítkového instalovaného výkonu [60], [61], [62].

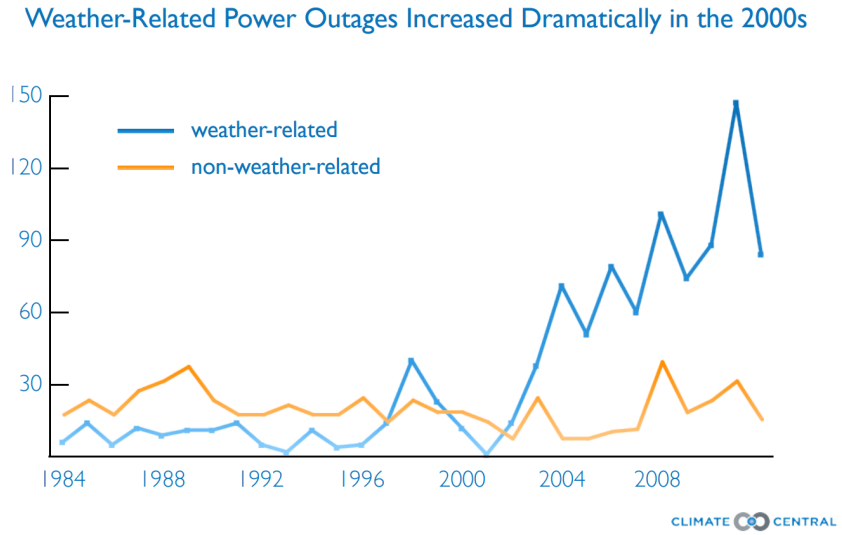
Dalším důležitým bodem, na který je nutné myslet, je proměnlivost (a s tím spojená nutnost přesné předpovědi) počasí. V tomto ohledu je zdůrazňováno, že analytické metody pro předpověď pokrytí denního diagramu zatížení už nemusí být dostatečné, protože dochází ke snižování účinnosti energetických zdrojů spalujících fosilní paliva, jelikož se jejich životnost blíží ke konci, a jsou nahrazovány obnovitelnými zdroji energie, jako jsou větrné turbíny a solární elektrárny. Tento typ výroby elektrické energie bude do budoucna souviset také s nutností ukládat tuto vyrobenou energii, aby bylo možné splnit nejen požadavky na špičkové zatížení, ale také požadavky na celkové množství elektrické energie během dne.

Právě vlivem standardní proměnnosti počasí bude v budoucnu více ovlivněna i evropská elektrizační síť, protože ze strany Evropské unie vznikají požadavky na snížení celkových produkovaných emisí, například balíčkem Fit for 55. Ten má jako jeden z cílů, aby se v roce 2030 obnovitelné zdroje podílely v celkové skladbě energetických zdrojů alespoň **40 %** (je však potřeba si uvědomit, že do této kategorie spadá například i výroba tepla). To samozřejmě vytváří tlak i na navyšování výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů; tam tento trend byl nastaven již před mnoha lety – v roce 2021 z obnovitelných zdrojů pocházelo již 35,5 % celkové elektrické energie v EU [63]. Není však nutné, aby k roku 2030 ve všech oblastech pocházelo 40 % energie z obnovitelných zdrojů, možná je i kombinace, kdy bude elektrická energie pocházet z více než 40 % z obnovitelných zdrojů a například výroba tepla z méně než 40 %. Spolu s tím je kladen velký důraz například na rozvoj elektromobility či dalších alternativních paliv, což dále bude zvyšovat nároky na instalovaný výkon a vyrobenou energii v soustavě [64].

### 2.2.2 Extrémní události

Pojmem „*extrémní události*“ myslí zpráva NERC například bouře, nekontrolovatelné přírodní požáry nebo extrémní teploty. Jde tedy skutečně o přírodní události, kde nefigurovalo lidské přičinění. Nicméně i toto tvrzení má své meze. Vliv na četnost poruch způsobených přírodními vlivy má dle [65] také klimatická změna, kterou lidské působení do jisté míry ovlivňuje. Vliv klimatické změny také potvrzují historická data další studie ze Spojených států amerických (prezentovaných na Obrázku 2.5), která uvádí počet výpadků elektrické energie na celém území USA, které se dotkly alespoň 50 000 zákazníků a trvaly po dobu nejméně jedné hodiny, nebo došlo k odpojení minimálně 300 MW výroby, či poptávka převýšila nabídku alespoň o 100 MW (a muselo tak dojít k odhazování zátěže) [66].

Pro úplnost je nutné zmínit, že v roce 2003 došlo k zavedení přísnějších kritérií, dle kterých jsou výpadky ohlašovány [66], takže toto mělo pravděpodobně znatelný vliv na několikanásobný nárůst případů spojených s vlivem počasí. Přesto nasbíraná data mezi lety 2003–2012 naznačují rostoucí tendenci počtu výpadků kvůli extrémní meteorologické události.




**Obrázek 2.5.** Počet výpadků dodávky elektrické energie způsobených a nezpůsobených přírodními vlivy. Převzato z [66]

Elektrizační soustavy jsou projektovány tak, aby byly schopny splnit kritérium kontingence (N–1), ale už nemusí být schopny provozu, pokud dojde k výpadku více komponent. S extrémním počasím je však šance na poruchu několika prvků najednou výrazně vyšší [65].

Nepříznivé počasí, které ohrožuje elektrizační soustavu, je provázeno převážně těmito atmosférickými vlivy: [65]

- **Silný vítr** – ten může přinést do vedení nežádoucí objekty, a způsobit tak zkrat; v krajních případech může ohrozit stabilitu stožárů elektrického vedení, nebo je dokonce strhnout. Silný vítr má také vliv na generování elektrické energie, kdy při příliš vysokých rychlostech není možné provozovat větrné elektrárny.

- **Déšť** – pokud je silný a vytrvalý, může způsobit povodně, které mohou poškodit zařízení v rozvodnách, transformátorových stanicích či kabelová vedení.
- **Údery blesku do vedení či blízko něho** – na vedení jsou vyvolány tranzientní děje, které mohou dočasně přetížit prvky v soustavě, čímž zapůsobí elektrické ochrany, jež mohou části vedení odstavit. Nicméně tyto části lze často bez větších problémů uvést do provozu opětovným zapnutím (pokud nedošlo k rozsáhlejšímu poškození nějakých zařízení).
- **Vysoká oblačnost** – ta je často průvodním jevem bouřek, ale nejen jich. Má konkrétní dopad na výkonnost fotovoltaických modulů.
- **Nízké teploty, sněžení, led** – největší problém vzniká ve vyšších nadmořských výškách, kde se na elektrických lanech a stožárech může akumulovat sníh a led, čímž jsou stožáry, ale i izolátory a upevnění lan více mechanicky namáhány a může dojít uvolnění lan či zřícení stožárů. Také může dojít z zamrznutí vody či dalších tekutin v přívodních potrubích elektráren.
- **Vysoké teploty** – s vyšší teplotou okolí roste také teplota vodičů, čímž se snižuje jejich maximální proudová zatížitelnost. To může značně omezit maximální přenášený výkon na vedení. Jsou ovlivněny i další prvky soustavy, jako jsou například transformátory, které mají své maximální provozní teploty. S vyšší teplotou je tak snížena účinnost jejich chlazení.

S vysokými teplotami, ale i celkově s klimatickou změnou je spojeno to, že může docházet k delším obdobím sucha i obecnému úbytku vody ve vodních tocích. To má konkrétní dopad na elektrárny, které pracují s parním cyklem, a potřebují tak vodu pro chlazení a obecně pro svůj provoz. Jen pro výrobu elektřiny bylo v USA v roce 2015 využíváno 41 % veškeré odebírané sladké vody, což dělá z producentů elektrické energie největší odběratele v zemi [67]. V České republice činila odebíraná sladká voda pro výrobu elektřiny dokonce 48 % (pro výpočet byla využita agregovaná data mezi roky 2002 až 2012) [68]. Vysychání vodních toků by tak mohlo v krajních případech znamenat omezování výroby elektřiny, a přímo tak ohrožovat přiměřenost její dodávky.

Problém by tedy mohl nastat, pokud by rychlost klimatické změny byla větší, než je rychlost adaptace přenosového systému. Nelze však celý přenosový systém udělat velmi robustní, protože by to nebylo ekonomicky výhodné. Jako lepší řešení se jeví varianta co nejpřesnější předpovědi spotřeby a výroby. Nicméně předpověď výroby bude s větším podílem obnovitelných zdrojů více záviset na počasí, které však vykazuje stochastické chování.

Kromě obnovitelných zdrojů ovlivňuje počasí i běžné výrobní zdroje na fosilní paliva a stejně tak provoz soustavy jako takové. Pro předpověď vlivu počasí na soustavu se využívají různé výpočetní modely, ať už analytické, tak různé simulace například s historickými daty nebo simulace využívající metodu Monte Carlo [65] (která využívá statistické přístupy pro práci s náhodnými čísly generovanými podle nějakého algoritmu [69]).

S ohledem na teplotu, směr a rychlost větru a další veličiny se pak vypočítává Time to failure (TTF – doba do poruchy) a Time to repair (TTR – doba do opravy) [65]. S horším počasím střední doba do poruchy klesá a střední doba do opravy roste. Si-

mulace komplikuje to, že počasí nebývá stejné na celém území daného provozovatele sítě. Zjednodušení na jeden region je možné provádět pouze u distribučních soustav, které jsou oproti přenosovým soustavám rozloženy na méně rozsáhlých oblastech. Pro vytvoření správného modelu je potřeba nalézt soulad mezi použitými zjednodušeními a komplexitou modelu.

Jediným způsobem, jak minimalizovat rizika vznikající meteorologickými jevy, je dělat dlouhodobé i krátkodobé předpovědi [65]. Na základě dlouhodobých předpovědí jsou navrhována opatření, která mohou zahrnovat:

- Revize obranných plánů
- Výstavbu nových přenosových prvků
- Zpřesnění předpovědních modelů
- Zajištění záložních zdrojů energie
- Aplikace konceptů Smart Grid a Micro Grid (viz 4.2.4 Koncepty Smart Grid a Micro Grid)
- Smlouvy o dodávkách energie z okolních PS
- Školení pro dispečery přenosových a distribučních soustav

Na základě krátkodobých předpovědí (týdny nebo dny dopředu) lze navrhovat opatření, která budou mnohem přesněji zaměřená na konkrétní problém, který se v elektrizační soustavě předpokládá, ale na aplikaci těchto opatření už není mnoho času, proto musí být poměrně jednoduchá a musí využívat jen ty procesy a technická opatření, která už jsou v dané elektrizační soustavě k dispozici. Mezi navrhovaná opatření může patřit:

- Rekonfigurace sítě (například změna topologie v rozvodně a vytvoření okružního rozvodu)
- Redispečink výroby
- Kontrola ochranných prvků a zdrojů schopných startu ze tmy
- Zajištění dostatečného množství záloh výroby (například posunutím plánovaných odstávek zdrojů nebo zrychleným uvedením do provozu po odstávce)

### 2.2.3 Bezpečnostní rizika

Problematika bezpečnostních rizik se zaměřuje na dvě vzájemně propojené oblasti – fyzická bezpečnost sítě a kyberbezpečnost. Narušením kyberbezpečnosti dochází k silnému ovlivnění fyzické bezpečnosti sítě. V opačném směru je závislost mnohem menší.

Pokud by došlo k narušení kyberbezpečnosti, může dojít k poruše zařízení v elektrizační soustavě, odstávce výroben nebo například k omezení datového toku mezi měřicími prvky v síti, což výrazně sníží schopnost automatického i dispečerského řízení provozu soustavy. Riziko těchto útoků je zvýšené převážně od nestátních teroristických

organizací, nicméně některé státy, které by chtěly bránit nebo rozšiřovat své zájmy, by mohly být tohoto typu útoku také schopné.

Riziko se zvyšuje rovněž s rozšiřující se digitalizací, vytvářením velkého počtu systémů propojujících výrobní zařízení, spotřebitele a řízení provozu soustavy a samozřejmě také s přechodem od místního ukládání dat do tzv. cloud-based uložišť [58]. Bezpochyby rychle rozvíjejícím se rizikem bude tzv. internet věcí (IoT), díky kterému budou vzájemně propojeny další miliardy zařízení [70]. To může potenciálně přinášet slabá místa síťové bezpečnosti, protože uživatelé například nebudou pravidelně provádět aktualizace bezpečnostních zásad těchto zařízení, což umožní potenciálním útočníkům přístup do domácích či firemních internetových sítí.

Největší kybernetický útok na elektrizační soustavu evropského státu zažila 23. prosince 2015 Ukrajina. Využitím phishingu či vzdáleným spuštěním příkazů KillDisk došlo k odstavení 30 rozvoden a zničení některých elektronických zařízení či vymazání pevných disků. Následkem toho se přibližně 225 000 domácností ponořilo do tmy na až 6 hodin [71].

Z pohledu fyzické bezpečnosti soustavy roste riziko s větším rozšířením leteckých dronů, které by mohly bez větších obtíží vyřadit velká přenosová vedení, například způsobováním úmyslných zkratů [58]. Dalším rizikem, které se v nedávné době objevilo, je vojenská intervence (kterou nelze v dlouhodobém měřítku vyloučit na žádném území) a s tím spojené fyzické útoky ať už na přenosové či distribuční soustavy, tak na samotné elektrárny. Příkladem tohoto bezpečnostního rizika je zabrání ukrajinské jaderné elektrárny Černobyl ruskými vojenskými silami společně s útokem na výcvikové zařízení Záporožské jaderné elektrárny v únoru a březnu 2022 [72].

### 2.2.4 Vzájemné závislosti kritických infrastruktur

Na elektrické energii je závislá většina sektorů infrastruktury, od komunikace přes dopravu (potrubní i pozemní) až po finanční sektor [58]. Stejná závislost platí ale i v opačném směru a zároveň jsou všechny tyto sektory (ale i další) na sebe pevně navázané. Aby bylo možné zajišťovat adekvátnost výroby a nastolovat rovnováhu mezi výrobou a spotřebou, je nutné, aby elektrárny (využívající parní cykly) měly dostatek paliva. Některé jsou více závislé na dopravě po železnici (jako například uhelné elektrárny), jiné zase na potrubní dopravě (převážně paroplynové elektrárny). Rozvoj všech těchto soustav je nutný jednak pro rozšiřování, ale i pro udržování stejného objemu výroby elektrické energie.

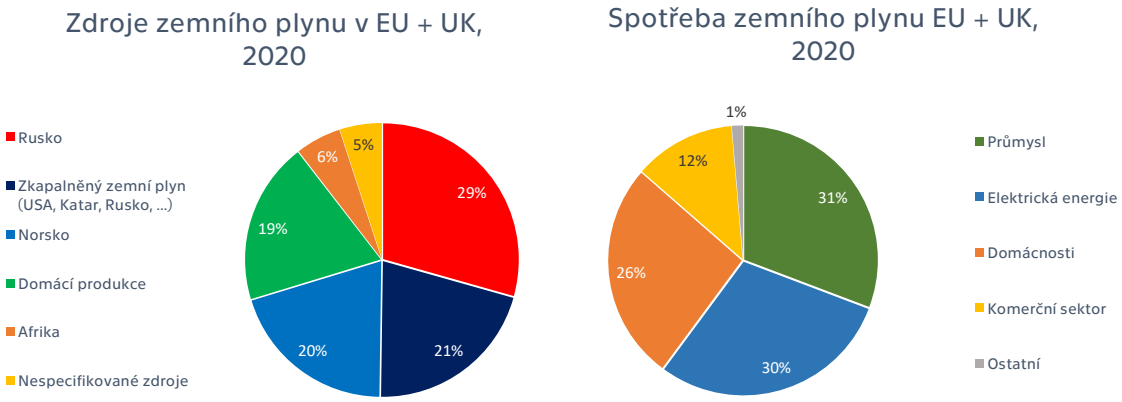
Za normálních provozních stavů jsou dodávky paliv přesně naplánované a úměrné potřebám výroben. Problémy mohou ale nastat v případě neplánovaných poruch dopravních zařízení, způsobených například extrémními vlivy počasí nebo geopolitickými rozhodnutími. Problémy s dodávkami paliva budou více ilustrované v části 3.2.3 Příčiny odpojování výrobních zdrojů.

Navázanost výroby a přenosu elektřiny na komunikaci je sice problematická, nicméně její řešení je principiálně nejjednodušší. Stačí, aby jednotlivé dispečinky a kritické prvky monitoringu měly záložní zdroje energie v podobě UPS (*Uninterruptible Power Source* – Zdroj nepřerušitelného napájení) a v druhém sledu například záložní bateriové systémy nebo benzínové či dieselové agregáty [73]. Tento způsob zálohy je možné aplikovat převážně proto, že základní komunikační systémy jsou málo náročné na spotřebu elek-

trické energie. Přesto, pokud dojde k omezení komunikace, může to vést k závažným poruchám způsobeným lidskou chybou, a pokud je komunikace mimo provoz déle než 30 minut, nastává například v síti ČEPS nouzový stav a v synchronních zónách Severní Ameriky je dokonce tato událost zařazena dle hodnocení ERO EAP (NERC) do kategorie 2 (z 5 možných) [49].

### 2.2.5 Rizika pro Evropu vznikající v roce 2022

24. února 2022 zahájila Ruská federace vojenské operace na Ukrajině. Tyto operace jsou také označovány jako „válka na Ukrajině“. Ve spojitosti s těmito událostmi vznikají pro evropský energetický sektor velká rizika v přiměřenosti dodávek ať už zemního plynu, tak dalších energetických surovin. Podle dat společností Eurostat a International Group of Liquefied Natural Gas Importers zpracovaných organizací U. S. Energy Information Administration [74] je Evropa z více než 80 % závislá na importu zemního plynu. Více než 36 % importovaného zemního plynu (neboli 29 % celkové spotřeby) pochází právě z Ruské federace (Rusko se také přibližně z 20 % podílí na importu zkapalněného zemního plynu [75]). Na zemním plynu jsou závislé všechny typy sektorů – v podobně stejných zastoupeních průmysl, domácnosti a výroba elektrické energie.




**Obrázek 2.6.** Zdroje a spotřeba zemního plynu v EU + Spojené království, 2020 [74]

Právě kvůli událostem na Ukrajině sílí v Evropské unii hlas po snižování dovozní závislosti na Ruské federaci. Vzhledem k napjatým mezinárodním vztahům je možné, že k omezení dovozu dojde i ze strany Ruska, což by v případě, že by toto nebylo oznámeno dostatečně dopředu či přišlo v nevhodnou dobu, mohlo znamenat problémy s dodávkami zemního plynu. Pak by bylo buďto nutné dodávky zemního plynu nahradit, nebo omezit jeho spotřebu. V první řadě by došlo k omezování spotřeby v průmyslovém sektoru, nicméně ani výroba elektrické energie by se tomuto omezování nevyhnula. Výroba elektrické energie v paroplynových a plynových elektrárnách v roce 2021 tvořila téměř 18 % celkové vyrobené energie [63] a do budoucna se počítalo s dalším odstavováním uhelných či jaderných elektráren a s jejich nahrazováním obnovitelnými zdroji a právě paroplynovými elektrárnami, protože jejich emise $CO_x$ jsou přibližně poloviční oproti uhelným elektrárnám, což je v souladu se snahou evropských zemí o snížení celkových emisí a v dlouhodobém časovém měřítku o přechod k uhlíkové neutralitě.

Pokud by došlo k omezování dodávek zemního plynu z Ruska, tak aby byla zaručena přiměřenost dodávky elektrické energie, musela by se buďto zvýšit výroba v jiných

typech výrobních zdrojů, nebo by se musely uvést znovu do provozu ty zdroje, které jsou v současné chvíli odstavené.

Podle předsedkyně Státního úřadu pro jadernou bezpečnost Dany Drábové „*není, co se týče blackoutu, v současné Evropě otázkou zda, ale kdy*“ [76]. Podobně se vyjádřil i ředitel společnosti Trafigura, která obchoduje se surovinami, Jeremy Weir na konferenci pořádané deníkem Financial Times: „*Existuje šance, že pokud přijde chladná zima, mohou se po Evropě objevit rotující blackouty*“ [77]. Obě tato vyjádření pochází z konce roku 2021, kdy se ještě nepředpokládal problém s dodávkami zemního plynu. Ani jedno z těchto vyjádření se nemusí v budoucnu potvrdit, ale mají ilustrovat, že i u odborné veřejnosti roste obava z možných evropských blackoutů (nicméně koncem roku 2021 vycházely největší obavy z nedostatku zemního plynu v zásobnících).

První větší problémy s dodávkami elektrické energie, které v Evropě nastaly, však nesouvisí prozatím s nedostatkem zemního plynu. V prvních měsících roku 2022 se jaderné elektrárny ve Francii (které tvoří přibližně 70 % celkové státní výroby elektrické energie) potýkaly s technickými problémy a další byly vypnuty kvůli plánovaným odstávkám [78]. 4. dubna 2022 pak byla vypnuta přibližně polovina všech francouzských jaderných elektráren [79] a v nočních a ranních hodinách na většině území panovaly teploty pod bodem mrazu, průměrně klesající k –1,5 °C [80]. Kvůli tomuto nastalo v 8:45 maximum zatížení francouzské elektrizační soustavy (71 609 MW) [81], byl zcela omezen export elektrické energie a import činil přibližně 10 000 MW [82]. Kvůli takto vysoké poptávce a nízké výrobě došlo ke snížení objemu dostupných záloh podpůrných služeb, což mělo za následek růst ceny elektrické energie na francouzském spotovém trhu téměř na **3 000 EUR/MWh** [83].

Podobné problémy mohou nastávat i na dalších územích Evropy v následujících letech právě v zimních měsících, kdy je zatížení soustavy vysoké kvůli potřebám vytápění. Navíc pokud by byly náhle omezeny dodávky zemního plynu, mohlo by to skutečně znamenat snížení výroby elektrické energie v paroplynových elektrárnách, což by spolu s plánovanými i neplánovanými odstávkami výrobních zdrojů mohlo vést k provozu soustavy na mezi dostupných záloh. To by vedlo jednak ke zvyšování cen elektrické energie, ale v nejhorším případě také k vynuceným rotujícím blackoutům či úplnému rozpadu soustavy.

# Kapitola 3
# Zhodnocení minulých událostí ohrožujících stabilní a bezpečný provoz ES

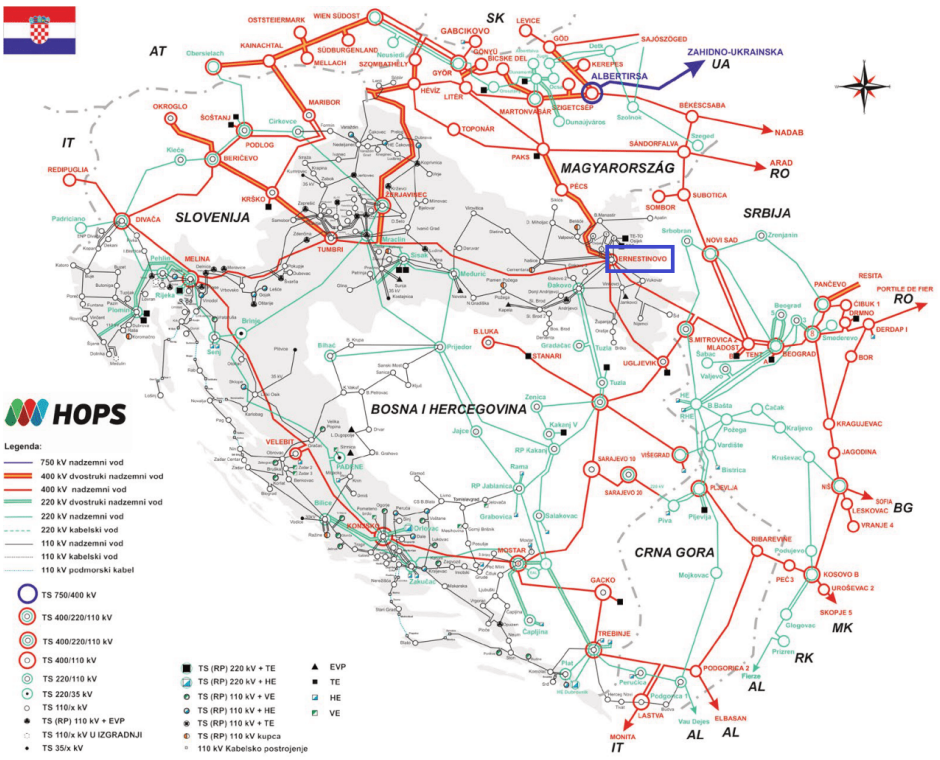
## 3.1 Rozpad synchronní zóny Kontinentální Evropa 8. 1. 2021

Nedávnou událostí, která měla dopad i na elektrizační soustavu České republiky, byl rozpad synchronní zóny v kontinentální Evropě dne 8. ledna 2021. Tuto událost si projdeme postupně, zhodnotíme, jak k ní došlo a jaké měla následky. Zdroje použité pro tuto část jsou [84] a [31].

Dle metodologie ICS (*Incident Classification Scale*) [30] je tato událost na úrovni 2 (z úrovní 0-3), tedy je klasifikována jako rozsáhlá událost. Úroveň 3 je blackout.

### 3.1.1 Vlastnosti sítě před událostí

Původ rozdělení synchronní zóny se nachází na Balkánském poloostrově, proto se nejprve podíváme, v jakém stavu zde byla soustava.




**Obrázek 3.1.** Mapa vedení 400 kV, 220 kV a 110 kV provozovatele HOPS. Převzato z [31]

V síti provozovatele HOPS (Chorvatsko) byla plánovaná dvě vypnutí vedení:

- 400 kV Ernestinovo (HR) – Pecs (HU) 2: vedení bylo vypnuto od 5. 1. 2021 z důvodu poruchy na vypínači v rozvodně Ernestinovo.
- 400 kV Žerjavinec (HR) – Heviz (HU) 1: vedení bylo vypnuto z napěťových důvodů; tok na tomto vedení byl nižší, než je standardní zatížení, a toto vedení produkovalo jalový výkon.

Žádné další plánované práce v blízkosti místa rozpadu nebyly. V jihovýchodní Evropě touto dobou bylo nižší zatížení z důvodu:

- Období pravoslavných Vánoc
- Teplejšího počasí na Balkánském poloostrově

Naopak ve střední a západní Evropě bylo touto dobou chladnější počasí a tomu odpovídalo vyšší zatížení. Toto mělo za následek vyšší toky výkonů východ → západ. Dalšími důležitými okolnostmi bylo to, že:

- Generátory byly provozovány na mezi statické stability.
- Alokované kapacity v oblasti rozpadu (Chorvatsko, Rumunsko, Srbsko) byly blízko hodnot NTC (*Net Transfer Capacity* – maximální přenosové kapacity).
- Reálné toky výkonů těsně před rozpadem byly o něco vyšší, než jaké byly vnitrodenní predikce.

Pokud se sečtou plánované toky výkonů na sever od hranice rozdělení synchronní zóny (tedy toky mezi HR » SL, HR » HU, RS » HU, RO » HU a RO » UA), dostaneme 3 077 MW v čase 13:00 až 14:00. Proti tomu fyzické toky výkonů byly ve stejné době okolo hodnoty 3 417 MW. To činí rozdíl 340 MW. Těsně před poruchou, tedy v čase 14:00:00 až 14:04:30, byly plánované obchodní toky na hodnotě 3182 MW, přičemž fyzické toky se dostaly k hodnotě okolo 3 870 MW. To je rozdíl přibližně 700 MW.

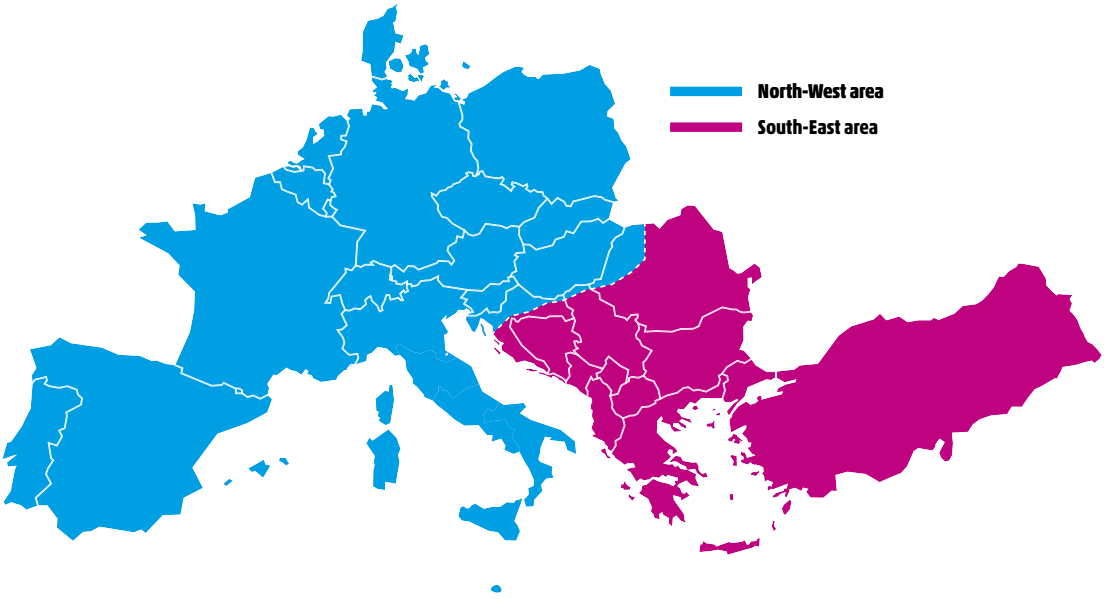
### 3.1.2 Počátek a kaskádovité šíření událostí

S ohledem na velké rozdíly v nasmlouvaných a skutečných výkonech došlo v čase 14:04:25 k vypnutí příčného spínače přípojnic (400 kV) v rozvodně Ernestinovo v síti provozovatele HOPS (HR). Spínačem přípojnic v tu chvíli tekl velký proud. Chybou bylo, že po vypnutí 400 kV vedení Ernestinovo – Pecs ze dne 5. 1. docházelo k větším tokům výkonů právě přes tento příčný spínač přípojnic. Rozvodna v obci Ernestinovo je projektována tak, aby byl spínač přípojnic stále sepnutý, nicméně zatížení měla být rozložena, aby tímto spínačem přípojnic neprotékal téměř žádný proud.

Ve 14:04:28 došlo dále k vypnutí obou 400/110 kV transformátorů v rozvodně Ernestinovo. V rámci přibližně dalších dvou desítek sekund docházelo ke kaskádovitému šíření dalších poruch jak na vedeních 400 kV, tak 220 kV a zároveň k vypínání transformátorů pomocí vlastních ochran a také k zapůsobení různých distančních ochran, které od sebe oddělovaly dvojice rozvoden, aby nedošlo k přetížení vedení a dalších prvků.

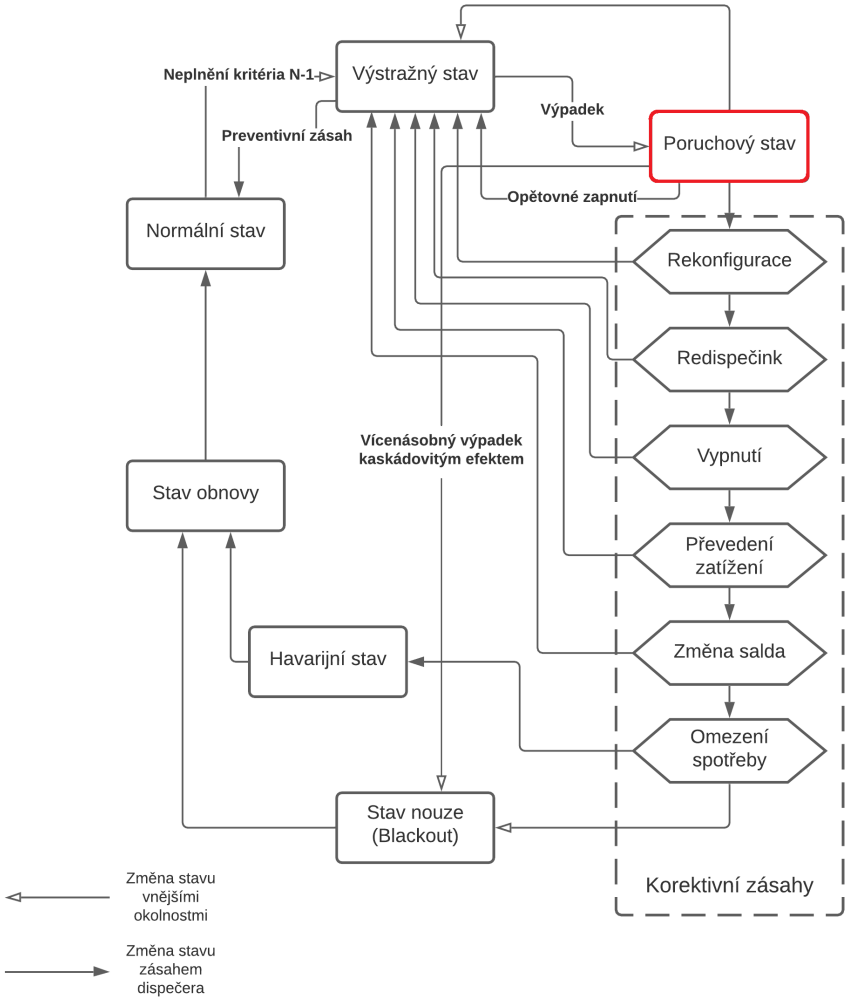
**Obrázek 3.2.** Lokace vypnutých přenosových prvků. Převzato z [31]

Celkově po vypnutí těchto 15 prvků ve čtyřech přenosových soustavách – HOPS (HR), EMS (RS), NOS BiH (BIH) a Transelectrica (RO) (i když prvky 10, 12 a 13 nejsou přímo na dělicí linii) – došlo k rozdělení synchronní zóny na dvě části – severozápad a jihovýchod.




**Obrázek 3.3.** Výsledné rozdělení na dvě synchronní zóny. Převzato z [31]

Tímto se soustava dostala z normálního stavu do poruchového stavu dle schématu na Obrázku 3.4.




**Obrázek 3.4.** Přechody mezi stavy v soustavě a možné dispečerské zásahy [11]

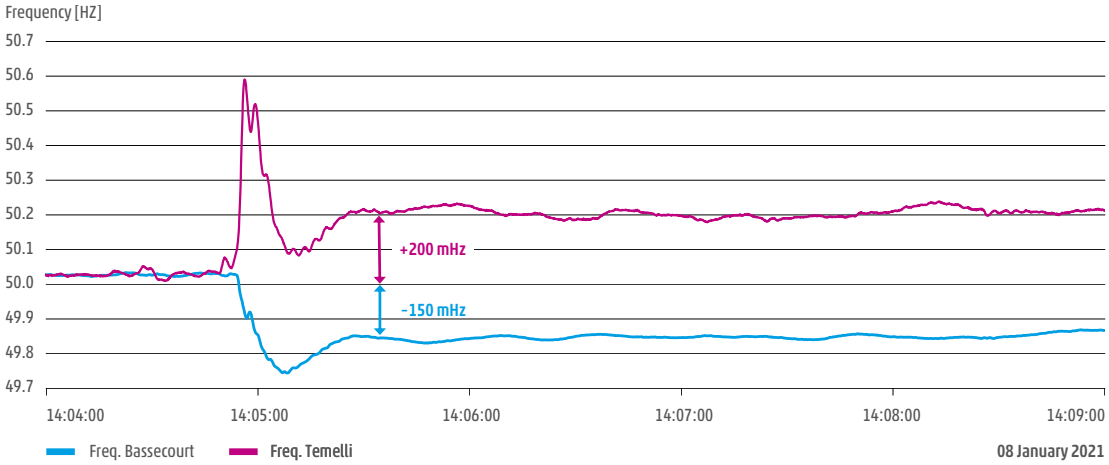
Před tím, než nastal poruchový stav, měl, dle schématu, nastat výstražný stav. Ten by byl indikován výsledkem kontingenční analýzy, tedy zda je plněno kritérium (N–1), či nikoliv. V soustavě byla skutečně dopředu tato analýza provedena ve SCADA systému provozovatele HOPS. Nicméně modely provozovatelů neuvažují spínače přípojnic jako samostatné prvky analýzy. Zpětně byla provedena ruční simulace se spínačem přípojnic v rozvodně Ernestinovo jako se samostatným prvkem. V případě, že v simulaci byla použita data plánovaných toků výkonů, vyšlo, že v časech 13:30 až 14:30 bylo maximální zatížení libovolného prvku okolo 70 %. V případě stavu (N–1) byl po výpadku vedení Novi Sad – Subotica (které mělo na situaci největší vliv) spínač přípojnic zatížen přibližně na 85 %. Podobné zatížení bylo vypočítáno i naopak, tedy při výpadku spínače přípojnic bylo takto zatíženo vedení Novi Sad – Subotica. Jakmile ale byla simulace provedena s reálnými daty v příslušných časech, vyšlo základní zatížení přibližně 81 % a v případě (N–1), pro oba možné případy výpadku zmíněné výše, vyšlo zatížení okolo hodnoty 130 % [31]. Tímto by už bylo **detekováno porušení kritéria (N–1)**.

Ze závěrečné zprávy tedy tímto vychází, že všichni provozovatelé přenosových soustav by měli do kontingenčních analýz zahrnovat všechny přenosové prvky, které jsou

chráněny nadproudovou nebo pod/přepěťovou ochranou. V případě, že je spínač přípojnic chráněn nadproudovou ochranou (i za předpokladu, že ta má vhodně nastavené oblasti neintervence a dovolí spínač krátkodobě přetížit i o 20–30 %), je značně zvýšena šance, že dojde k rozepnutí spínače touto ochranou.

### 3.1.3 Frekvence v obou ostrovech po rozdělení

Rozdělením synchronní zóny došlo k tomu, že z jihovýchodu přestaly téct výkony, což mělo za následek změny frekvence v obou ostrovech. Jelikož severovýchod byl po rozpadu ve výkonovém deficitu přibližně 5 730 MW, došlo u něho ke snížení frekvence a na jihovýchodě tomu bylo naopak. Průběh frekvence ilustruje Obrázek 3.5. Uvedené měřicí místo Bassecourt je obec nacházející se ve Švýcarsku, tedy v severozápadním ostrově, a Temelli je obec v Turecku, tedy spadá do jihovýchodní zóny.




**Obrázek 3.5.** Frekvence před a po rozpadu. Převzato z [31]

### 3.1.4 Následky rozdělení na straně výroby a spotřeby

Kvůli samotnému rozdělení došlo k rozsáhlým výpadkům na straně výroby v obou ostrovech, ať už šlo o výrobu blízkou rozpadu, tak i výrobu vzdálenou. Na nové výrobní moduly jsou kladeny Nařízením Komise (EU) 2016/631 [85] z hlediska spolehlivosti při různých frekvencích tyto požadavky:

| Synchronní zóna | Rozsah frekvencí | Čas, jak dlouho musí zařízení zůstat v provozu |
|---|---|---|
| Kontinentální Evropa | 47,5 Hz – 48,5 Hz | Čas je specifikován provozovatelem soustavy, ale ne méně než 30 minut |
| | 48,5 Hz – 49,0 Hz | Čas je specifikován provozovatelem soustavy, ale ne méně, než je čas pro rozmezí 47,5 Hz - 48,5 Hz |
| | 49,0 Hz – 51,0 Hz | Neomezeně |
| | 51,0 Hz – 51,5 Hz | 30 minut |

**Tabulka 3.1.** Požadavky na výrobce elektrické energie [85]

Více o podobné problematice v části 4.1.5 Mezní parametry výrobních zdrojů v České republice.

#### 3.1.4.1 Jihovýchodní ostrov

Kvůli rychlým přechodným dějům došlo v okolí dělicí linie k výpadku 988 MW na straně výroby a 184 MW na straně spotřeby. Kvůli velmi rozdílné frekvenci došlo k odpojení

i vzdálenější výroby, a to ve velkém měřítku. Celkově bylo ze sítě odpojeno 3 292 MW, nejvíce v Řecku (1 350 MW) a Turecku (1 155 MW). Kvůli tak velké ztrátě výroby byly tyto dva státy velmi blízko tomu, aby se staly samostatnými ostrovy, naštěstí obě oblasti měly před poruchou větší zápornou energetickou bilanci.

#### 3.1.4.2 Severozápadní ostrov

V blízkosti místa rozpadu došlo k výpadku 348 MW výroby a 48 MW spotřeby z důvodu přechodných dějů. Dále kvůli nesprávně nastaveným ochranám proti snížené frekvenci došlo k celkovému výpadku 620 MW výroby, nicméně geograficky byly tyto výpadky rozdělené do různých přenosových soustav. Na straně spotřeby došlo k výpadku pouze 14 MW.

### 3.1.5 Korektivní zásahy

Samotnou poruchou došlo ke změně topologie sítě, nicméně k dalším změnám topologie, respektive k rekonfiguraci, docházelo i dále v rámci snahy snížit dopady poruchy. V této práci však není možné se blíže změnám topologie věnovat z důvodu obsáhlosti, a proto se zaměříme spíše na změny výkonových poměrů.

#### 3.1.5.1 Jihovýchodní ostrov

V tomto ostrově došlo v čase 14:05 až 14:06 k aktivaci FCR o celkové velikosti 617 MW. Požadovaná hodnota pro udržení frekvence do 50,20 Hz byla 507 MW.

Kvůli nadfrekvenci došlo k vypnutí 975 MW výroby v Turecku, aby se zabránilo přetížení vedení v koridoru Bandirma – Bursa. Tento krok nicméně změnil saldo a Turecko začalo importovat přibližně 3 GW.

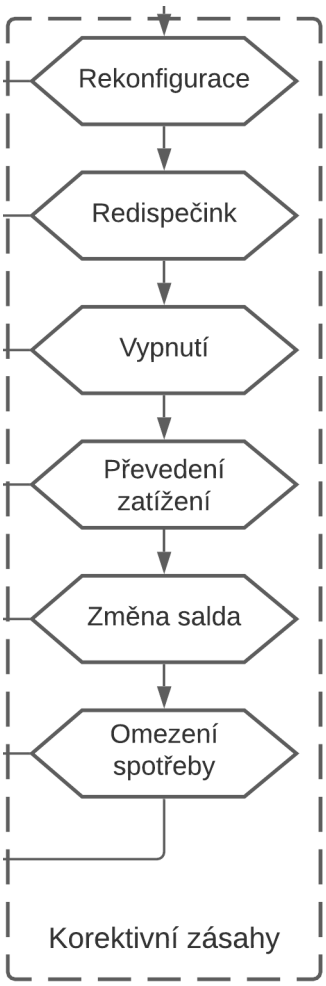
Ručně došlo ke snížení výroby o 350 MW v síti NOSBiH v čase 14:26 – 14:54.

Provozovatelé sítí se po vzájemném hovoru dohodli na dalším snižování výroby.

Transelectrica (Rumunsko) ručně aktivovala 1 000 MW snižovací regulace.

#### 3.1.5.2 Severozápadní ostrov

Při poklesu frekvence na hodnotu 49,82 Hz došlo k odhození průmyslové zátěže ve Francii, čímž se tento ostrov zbavil zátěže 1 300 MW. Dále při frekvenci 49,75 Hz došlo k odhození 400 MW průmyslové zátěže v Itálii. Obě tyto služby jsou aktivovány velikostí frekvence v síti v rámci ochranných plánů a nejedná se o FCR v rámci PpS. Díky tomu je reakce těchto služeb nesrovnatelně rychlejší než tradičních tržních služeb. Rychlost reakce těchto služeb je zvláště patrná, když zmíníme, že pokles frekvence byl 60 mHz/s.




**Odkaz na Obrázek 3.4**
Korektivní zásahy [6]

Další podpora, kterou tento ostrov dostal, přišla ze synchronní zóny Severní Evropa v podobě 535 MW přes HVDC propojení a dále 57 MW z Velké Británie – větší výkon

nemohl být poskytnut, jelikož další stejnosměrná propojení nebyla tou dobou v provozu. Tím, že severské země poskytly tento výkon, došlo v jejich síti k poklesu frekvence až o hodnotu 180 mHz a pod frekvencí 49,90 Hz byla síť po dobu 20 sekund. Poté zapůsobily služby FCR, které frekvenci vrátily do standardních mezí.

Rovněž došlo v čase 14:05 – 14:06 k aktivaci FCR přibližně o velikosti 3 280 MW v síti celkem 21 provozovatelů přenosových soustav. Většina provozovatelů dodala do ostrova více výkonu, než kolik je požadováno (tj. 1 862 MW), aby ustálená odchylka frekvence nepřekročila 150 mHz.

V průběhu času někteří provozovatelé soustav aktivovali dodatečné výrobní rezervy o celkové výši 967 MW.

Vzhledem k zásahu automatických opatření a návratu frekvence do pásma 49,95 Hz nebylo potřeba přijímat další opatření na podporu frekvence.

Tímto se soustava ocitla v havarijním stavu a postupně začala přecházet do stavu obnovy.

### 3.1.6 Leadeři frekvence

Během obnovy soustavy nebyl po celou dobu zvolen leader frekvence, jak stanovuje Nařízení Komise (EU) 2017/2196 [24], a to ani v jednom z ostrovů. Jeho zvolení by mělo proběhnout, pokud je synchronní oblast rozdělena do několika menších synchronních oblastí [24], nebo rozdíl frekvence je ±200 mHz po dobu delší než 15 minut (dle SAFA pro kontinentální Evropu) [86] – požadavek dle SAFA v severozápadním ostrově však nebyl splněn, jelikož rozdíl frekvence větší než 200 mHz byl v síti po dobu menší než 1 minuta. To nic nemění na tom, že zvolení mělo proběhnout.

Zvolení leadera frekvence však neproběhlo pouze formálně. Roli leadera v severozápadním ostrově převzal provozovatel přenosové soustavy Amprion. V tomto ostrově byli v kontaktu všichni velcí provozovatelé přenosových soustav, ale přesto ze závěrečné zprávy vzešlo, že ostatní provozovatelé by potřebovali více informací a lepší koordinaci, ať už co se týká zvolení leadera frekvence, změn v režimech provozního regulátoru či při samotném opětovném přifázování.

V jihovýchodním ostrově se dle pravidel v článku 29 Nařízení Komise (EU) 2017/2196 [24] (které jsou také vyjmenovány v části 1.3.2 Plány obnovy) měl stát leaderem frekvence provozovatel Transelectrica, nicméně ten nesplňoval provozní podmínky kvůli kritické situaci, a proto roli převzal provozovatel EMS, který sdílel hranice s osmi dalšími provozovateli. Jelikož byla ale jihovýchodní oblast příliš velká, a přesahovala tak možnosti regulátoru výkonové rovnováhy a frekvence tohoto provozovatele, koordinoval EMS akce několika provozovatelů, což přispělo k návratu frekvence do normálního rozmezí. Celkově byly tedy automatické i manuální zásahy efektivní.

### 3.1.7 Proces resynchronizace

Jako leadeři fázování mohli být uvažováni pouze ti provozovatelé, jejichž územím procházela dělicí linie ostrovů a měli rozpojené 400 kV vedení – to byli HOPS, EMS a Transelectrica. Jelikož Transelectrica měla ve své síti velké problémy, bylo možné uvažovat jen HOPS a EMS. V tu chvíli hrálo roli, který provozovatel má k dispozici více

propojovacích míst, v nichž je možné provést opětovné přifázování. Na úrovni 400 kV měl EMS k dispozici jen jedno takové místo, zatímco HOPS mělo k dispozici taková místa tři. HOPS byl tedy zvolen leaderem fázování.

EMS, HOPS a NOSBiH se vzájemně dohodli, že fázování započne až ve chvíli, kdy bude rozdíl frekvence nižší než 100 mHz a rozdíl bude vykazovat klesající tendenci. Cílem bylo provést tři silná propojení v krátkém čase. Prvním z nich mělo být Ernestinovo, které bylo víceméně ve středu dělicí linie a bylo vybaveno zařízením s funkcí „*synchro-check*“ (to měří velikost napětí s ohledem na rozdíly fází a frekvencí [87]) u svého spínače přípojnic. Druhým místem mělo být 400 kV vedení Novi Sad 3 – Subotica 3 a třetím 400 kV vedení Konjsko – Velebit. Nakonec mělo dojít k propojení všech dalších vedení u provozovatelů Transelectrica, HOPS, EMS a NOSBiH. V tomto pořadí skutečně došlo ke spojování vedení vždy poté, co bylo předchozí spojení prohlášeno za úspěšné.

Zpráva [31] celkově uvádí, že proces resynchronizace proběhl bez závažnějších problémů, ač by bylo možné zlepšit komunikaci mezi jednotlivými subjekty. Současné procesy jsou však spíše nastaveny na to, aby bylo možné obnovit soustavu po blackoutu, a ne všechny mohou být stejně uplatněny i v případech rozdělení systému na jednotlivé ostrovy.

### 3.1.8 Vyhodnocení události

Z toho, co předcházelo této události, z jejího průběhu a z toho, jak byla zvládnuta, vychází několik závěrů, které je do budoucna dobré brát v úvahu (ať už provozovateli či ENTSO-E), zapracovat je do instrukcí provozovatelů přenosových soustav či jiných nařízení a následně se jimi řídit, ať už při prevenci před vážnými situacemi v přenosové soustavě, či při střetu s nimi. Zdrojem je [31].

#### 3.1.8.1 Technická opatření

- Topologie rozvoden by měla být volena tak, aby toky výkonu přes příčné spínače přípojnic byly co nejmenší.
- Všechny prvky ES (včetně příčných spínačů přípojnic) by měly být zařazeny do kontingeční analýzy v případě, že jejich vliv je přeshraniční a jsou chráněny nad/podproudovými či nad/podpěťovými ochranami.
- PPS by měli přehodnotit spouštěcí parametry ochran s ohledem na limitní vlastnosti chráněných zařízení a jejich možné dočasné přetěžování.
- Modely PS by měly být vytvořené tak (například spínač přípojnic jako větev s malou impedancí), aby bylo možné sledovat konkrétní toky výkonu všech relevantních prvků. (Tedy bude nutné přidat do modelů PS nové prvky.)
- V krátkodobých studiích je nutné zohlednit dynamickou stabilitu přenosu.
- Kvůli úbytku konvenčních výrobních zdrojů a poklesu setrvačnosti soustavy musí být implementovány kompenzační prostředky.
- Je nutné zhodnotit, zda výkonová podpora s rychlou aktivací (mimo klasické FCR) je dostatečná i pro budoucí potenciální události.

Závěrů, které vycházejí ze závěrečné zprávy [31] a vztahují se k technickým opatřením, je více, nicméně jsou méně důležité či vyžadují širší kontext.

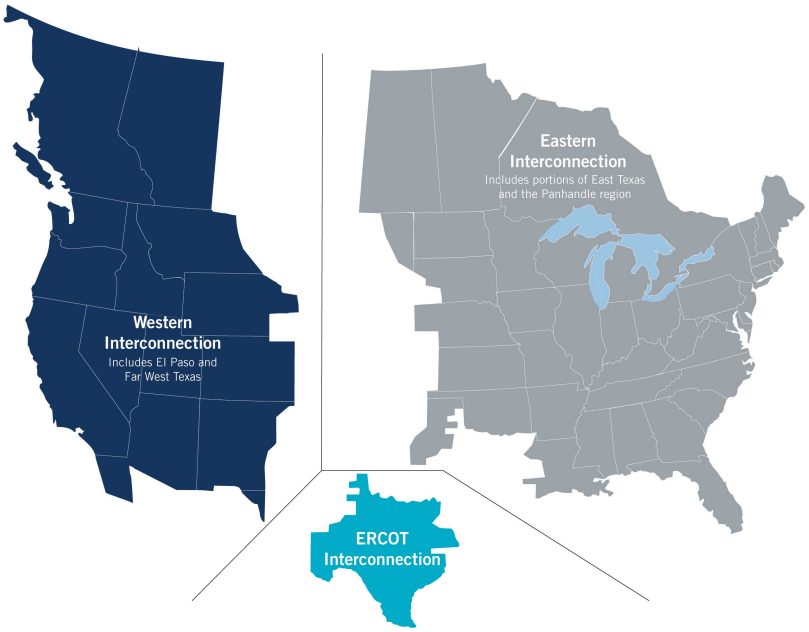
#### 3.1.8.2 Opatření týkající se spolupráce provozovatelů PS a Kodexu PS

- Budoucí zavedení platforem pro přeshraniční spolupráci na poli aFRR a $\mathrm{mFRR_t}$ – PICASSO a MARI – může vést k nerovnováze ve všech částech soustavy. (Je možné, že by provozovatelé spoléhali na to, že se jim jejich případné výkonové nerovnováhy podaří vykrýt ze zahraničních záloh; nicméně pokud se provozovatel, v jehož síti se nachází tyto smluvní zdroje regulačního výkonu, ocitne v jiném ostrovu, není možné dodávku těchto záloh uskutečnit.)
- Proces informování všech PPS o zvolení frekvenčního leadera a leadera fázování by měl být zlepšen a měl by být zahrnut do tréninku operátorů a dispečerů.
- Proces komunikace a koordinace v případě velkých událostí by měl být na základě této události analyzován a vylepšen.
- Do systému *European Awareness System* (EAS) by měly být přidány nové funkce, které usnadní sdílení provozních dat před a po poruše.
- Při výběru leadera fázování dle článku 33 Nařízení Komise (EU) 2017/2196 [24] musí být uvažován ten, který je schopný regulovat napětí v potenciálních místech fázování – toto je však nepodstatný požadavek, protože bez stejného napětí podél většího úseku resynchronizační linie je nepravděpodobné, že by došlo k úspěšnému přifázování, protože by okamžitě došlo k velkým přetokům výkonů.
- Dle článku 34 nařízení 2017/2196 [24] musí leader fázování stanovit maximální výměnu činného a jalového výkonu. Nicméně není možné stanovovat přetoky výkonu jako přesné číslo, ale je nutné se snažit mít co nejmenší rozdíly frekvence pro co nejmenší přetoky činného výkonu a co nejmenší rozdíly napětí pro co nejmenší přetoky jalového výkonu.
- V této situaci byla potenciální místa prvotního přifázování pouze tři, nicméně je nutné stanovit přesná kritéria, jak toto místo určit v mnohem komplikovanějších situacích.
- Dále je nutné zavést přesnější definici rozdělení soustavy. Je velký rozdíl, zda je soustava rozdělena na dva přibližně stejně velké ostrovy, nebo je ze synchronní oblasti vydělena do ostrovu nějaká její malá okrajová část. Bylo by správné zavést pojem „významné rozdělení soustavy“.

## 3.2 Texas Power Crisis – Texaská energetická krize 10. 2. 2021 – 27. 2. 2021

Jednou z největších událostí v elektrizační soustavě vyspělého státu z nedávných let je tzv. Texas Power Crisis, která trvala přibližně od 10. do 27. února 2021; nicméně přesné datum počátku a konce není snadné stanovit, protože v různých částech státu se objevovaly a mizely problémy v různý čas. Tato událost zasáhla Synchronní zónu Texas, která je jednou ze 3 hlavních synchronních zón v Severní Americe. Tato synchronní zóna je spravována provozovatelem ERCOT (Electric Reliability Council of

Texas), který řídí výkonovou rovnováhu mezi výrobou a spotřebou přibližně 90 % státu [88].




**Obrázek 3.6.** Tři hlavní synchronní zóny v oblasti spadající pod NERC. Převzato z [89]

Synchronní zóna Texas je s dalšími synchronními zónami (v USA a Mexiku) propojena pomocí čtyř HVDC propojení (jak bylo zmíněno v části 2.2.1 Transformace sítě). Nicméně tato propojení jsou schopna přenášet pouze velmi malý výkon (konkrétně 1 220 MW, což tvoří méně než 1 % celkového štítkového instalovaného výkonu [62]). To sice umožňuje, aby si Texas lépe reguloval svůj trh s elektřinou a nepodléhal tak federální regulaci, ale v případě poruch není možné pokrýt poptávku po výkonu ze sousedních synchronních zón.

Blackouty, které v síti během této události nastaly, dlouhodobé nedostatky elektrického výkonu, ale i dalších komodit, jako je zemní plyn nebo voda, měly na první pohled jasnou příčinu – polární vortex. V době Texas Power Crisis zasáhly toto území dvě polární bouře – Uri (13. – 17. 2.) a Viola (16. – 17. 2.). V důsledku těchto událostí přišlo o dodávky elektrické energie přibližně 4,5 milionů zákazníků [61] (některé zdroje uvádí i více než 5,6 milionu zákazníků [90]) a více než milionu zákazníků chyběla elektrická energie po dobu 72 hodin [90].

V této práci si událost Texas Power Crisis projdeme od začátku do konce, představíme si, jaké byly odhady výkonových poměrů v síti, jaké byly skutečné poměry, co z nich vyplývalo pro zákazníky či jak byl ovlivněn provoz důležitých zařízení a výroben.

### 3.2.1 Předpoklady adekvátnosti zdrojů

Pro každé roční období vydává ERCOT zprávu SARA (*Seasonal Assessment of Resource Adequacy* – Sezónní posouzení adekvátnosti výrobních zdrojů), která má za cíl zhodnotit z dostupných dat, jaká bude v daném ročním období maximální spotřeba, jaká bude maximální výroba či jaký objem výkonu nebude dostupný kvůli plánovaným i neplánovaným odstávkám výroben. Tato zpráva pro prosinec 2020 až únor 2021

[91] počítala s maximálním zatížením 57 699 MW, což byla hodnota založená na datech maximálních zatížení mezi lety 2004 až 2018. Nejvyšší zimní zatížení bylo do té doby 65 915 MW, a to 17. ledna 2018. Teoretický maximální výkon zdrojů, které byly v daném období k dispozici, činil 82 513 MW. Od této hodnoty bylo ještě třeba odečíst očekávaný nedostupný výkon, který byl 4 074 MW nedodaného výkonu parními elektrárnami z důvodu plánované odstávky a dalších 4 542 MW nedodaného výkonu kvůli neočekávaným poruchám také v parních elektrárnách. Nutno podotknout, že tyto hodnoty nedodaného výkonu byly počítány pouze z předchozích 3 let [91]. V síti ERCOT jsou také nezanedbatelným zdrojem větrné elektrárny, které v roce 2020 tvořily 23 % veškeré výroby [92]. Proto bylo počítáno, že v případě, kdyby větrné elektrárny vyráběly nedostatečně, mohlo v síti chybět dalších 5 279 MW výkonu. Nicméně tento nedodaný výkon větrnými elektrárnami nebyl započítán do typické předpovědi – ta udává, že v síti by mělo zůstat dostupných 16 198 MW záloh.

Nejhorší možný scénář počítal s navýšením spotřeby o dalších 9 509 MW; se všemi výpadky parních elektráren dohromady (bez započítání sníženého výkonu větrných elektráren) by pak v síti bylo k dispozici 1 352 MW záloh. V případě, že je hodnota dostupných záloh nižší než 2 300 MW, indikuje ERCOT možné riziko vzniku mimořádné události [91].

### 3.2.2 Posloupnost meteorologických událostí a následných akcí

Zdrojem pro posloupnost událostí jsou [61] a [93].

**8. února** začínají předpovědní modely používané ERCOT ukazovat, že do Texasu by mohla přijít ledová bouře. ERCOT vydává varování před chladným počasím, které se očekává od 11. do 15. února; teploty by nicméně dle předpovědi neměly klesnout pod bod mrazu. Zároveň ERCOT vydává instrukce, aby si výrobci elektrické energie zkontrolovali dodávky paliva, zajistili si zásoby pro pokrývání špičkových zatížení a uvažovali o odložení plánovaných odstávek nebo o zrychleném uvedení do provozu těch výroben, které jsou v danou chvíli odstaveny. Zároveň ERCOT nabádá ke zkontrolování zazimovacích procesů. Předpověď maximálního zatížení pro den 15. února je přibližně 59 000 MW. Tato předpověď se bude v následujících dnech měnit.

**10. února** přichází do Texasu studená fronta a teploty klesají až k –1 °C. Odstavená výrobní kapacita se zvýšila z 14 400 MW štítkových hodnot (ŠH) na 25 850 MW ŠH, což činí 21 % veškeré výrobní kapacity na území ERCOT. Tento nárůst odstávek je způsoben akumulací ledu na lopatkách a převodovkách větrných elektráren (nicméně jejich reálné hodnoty dodávaného výkonu jsou menší než štítkové hodnoty, tedy podíl na zhoršení situace je rovněž menší) a omezováním dodávek zemního plynu do plynových a paroplynových elektráren. Předpověď maximálního zatížení pro 15. únor je přibližně 65 000 MW.

**13. února** přichází do Texasu ledová bouře Uri, teploty klesají až k –5 °C. Modely, které používá ERCOT, zatím nenaznačují, že by teploty měly klesnout pod –12 °C. Přesto ERCOT vydává nouzové upozornění na extrémně chladné počasí a začíná nasazovat PpS pro podporu frekvence. Odstavená výrobní kapacita se o mnoho nesnížila ani nezvýšila a drží se okolo 28 000 MW ŠH. Předpověď maximálního zatížení pro den 15. února z tohoto data není veřejná, nicméně je známa předpověď z 12. února a činí přibližně 75 000 MW.

**14. února** vydal ERCOT v odpoledních hodinách apel (například na svých webových stránkách a sociálních sítích) na odběratele, aby upravili své chování, a snížili tak poptávku po elektrické energii. Zároveň upozornil na snižování objemu podpůrných služeb a dostupných záložních zdrojů. K tomuto dni bylo od požadavků z 8. února uvedeno do provozu 1 400 MW ŠH výroby, která byla do té doby plánovaně odstavena. Jelikož ale nebylo možné dále navyšovat objem výroby, přiblížila se aktuální poptávka (která ten den stanovila nové dosavadní maximum 69 222 MW) maximálním možnostem výroby, což vedlo ke snižování frekvence v síti. V takovém případě začíná ERCOT aplikovat své plány obrany, během kterých se ještě může snažit aktivovat své poslední zálohy, ale dále už jen může snižovat zatížení sítě ručním odhazováním zátěže a při příliš nízkých frekvencích může nastat automatické snižování zatížení.

Předpokládané maximum zatížení pro následující den bylo přibližně 78 000 MW. Nicméně ve večerních hodinách bylo už 30 000 MW ŠH zdrojů offline, kde ve více než polovině případů byly uvedeným důvodem meteorologické podmínky.

**15. února** v nočních hodinách přišla další ledová bouře. Teploty od půlnoci klesaly z –12 °C až k ranním –15 °C. V 00:15 vyhlásil ERCOT 1. stupeň nouzového stavu, v 01:07 2. stupeň a v 01:20 3. stupeň. Zatížení soustavy v tu chvíli dosáhlo svého absolutního maxima 76 800 MW (přibližně o 9 500 MW než předpokládal nejhorší možný scénář) a začínalo docházet ke kontrolovanému snižování zatížení a rotujícím blackoutům, aby se zabránilo poklesu frekvence pod kritické hodnoty. Minimum frekvence nastalo v 01:55 a činilo 59,302 Hz[1] (jednalo se o pokles o 698 mHz od nominální síťové frekvence). Pod hodnotou 59,4 Hz byla síť po 4 minuty a 23 sekund. Pokud by pod touto hodnotou byla po více než 9 minut, mohlo dojít k úplnému rozpadu soustavy, protože ochrany generátorů jsou nastaveny tak, aby při snížených frekvencích odpojily výrobnu od soustavy dle Tabulky 3.2. Pokud by k rozpadu došlo, celá texaská synchronní zóna by se ocitla v blackoutu, který dle ERCOT mohl trvat až několik týdnů [94].

| Rozsah frekvence | Čas do odpojení výrobny od sítě |
|---|---|
| Nad 59,4 Hz | Automatické odpojení nemá nastat |
| Méně než 59,4 Hz včetně a více než 58,4 Hz | Ne méně než 9 minut |
| Méně než 58,4 Hz včetně a více než 58,0 Hz | Ne méně než 30 sekund |
| Méně než 58,0 Hz včetně a více než 57,5 Hz | Ne méně než 2 sekundy |
| 57,5 Hz a méně | Aktivace bez zpoždění |

**Tabulka 3.2.** Parametry nastavení podfrekvenčních ochran v síti ERCOT. Převzato z [61], vlastní překlad

Ke snižování zatížení ze strany provozovatele soustavy může docházet dvěma způsoby. Prvním z nich je ruční vypínání zátěže, které se provádí jako preventivní opatření před snižováním frekvence pod povolené hodnoty. Druhým je automatická aktivace podfrekvenčních relé, které v tomto případě zareagovaly po snížení frekvence na 59,3 Hz. Při tomto snížení má být odhozeno minimálně 5 % zátěže daného provozovatele vedení, na kterém se tato relé nacházejí. Souhrnně při poklesu frekvence bylo automaticky odpojeno okolo 200 MW zatížení.

[1] V synchronních zónách Severní i Střední Ameriky je nominální síťová frekvence 60 Hz.

Mezi 02:00 a 03:00 narostl počet zákazníků bez dodávek elektrické energie oproti času 01:00 téměř sedmkrát a poprvé tak během událostí Texas Power Crisis překročil 1 000 000 a tato hodnota se stále zvětšovala.

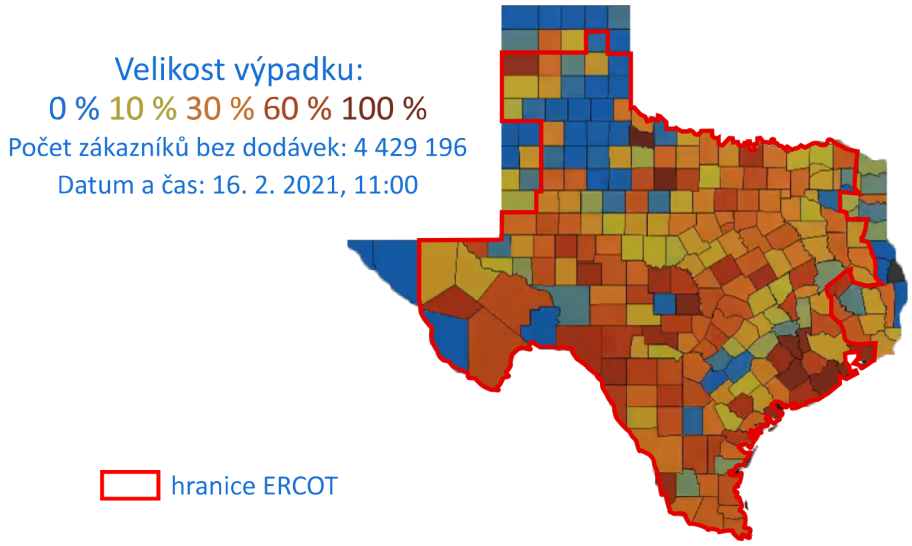
V odpoledních hodinách bylo offline přibližně 50 000 MW ŠH výroby, což tvoří okolo 40 % celkového štítkového instalovaného výkonu. Toto množství výkonu, který nebyl k dispozici, se téměř nezměnilo ještě po následující 2 dny.

V maximu tohoto dne (okolo 21:00) bylo bez dodávek elektrické energie přibližně 4 440 000 zákazníků a celkově tak bylo odpojeno okolo 28 000 MW zátěže. Počet odpojených zákazníků se k půlnoci snížil přibližně na 2 800 000.

Tento den rovněž došlo k mnohonásobnému zvýšení průměrných cen elektřiny na velkoobchodních denních trzích z lednového průměru okolo **20 USD/MWh na 9 000 USD/MWh**. Více o cenách elektrické energie v síti ERCOT v části 3.2.4 Ekonomické dopady.

**16. února** v nočních hodinách došlo v některých částech státu Texas (Dallas/Fort Worth) k nejnižším zaznamenaným teplotám za posledních 72 let [93], [95]. Opět mezi 02:00 a 03:00 došlo k dalšímu nárůstu počtu odpojených zákazníků z 2 800 000 na 3 600 000. Maximum tohoto dne pak nastalo mezi 10:00 a 11:00, kdy bylo odpojeno 4 429 196 zákazníků.

Přes 4 000 000 zákazníků bylo tento den odpojeno téměř po dobu 6 hodin. Tento den bylo rovněž dosaženo maximum odpojeného výkonu spotřeby, které činilo 32 000 MW. Ve večerních hodinách zůstávalo bez dodávek na 3 200 000 zákazníků.




**Obrázek 3.7.** Největší výpadek dne 16. 2. 2021 [90]

**18. února** mezi 02:00 a 03:00 poklesl počet zákazníků bez dodávek poprvé od vyhlášení nouzového stavu pod hodnotu 1 000 000. Noční a ranní teploty toho dne měly minimum okolo –9,5 °C a maximálně dosáhly až na 4,5 °C. V následujících dnech teploty už jen stoupaly.

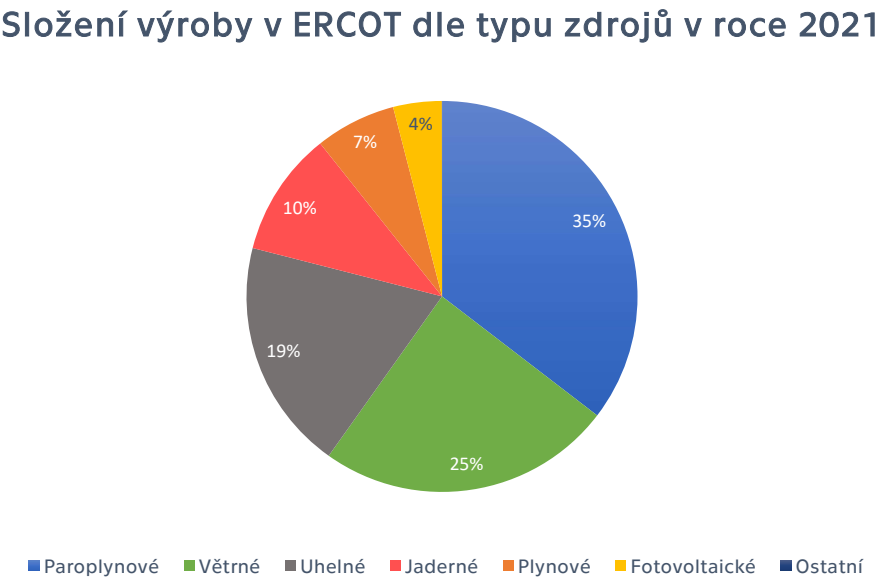
**19. února** byly zrušeny všechny stupně nouzového stavu mezi 12:00 a 13:00. Tou dobou bylo bez dodávek okolo 190 000 zákazníků, nikoliv však kvůli tomu, že by byl nedostatek výkonu v síti (ač stále bylo offline přibližně 34 000 MW ŠH výroby), ale spíše kvůli tomu, že jejich distribuční soustava byla poškozena při bouři nebo jejich oblast vyžaduje vyslání týmů, které dodávku obnoví ručně [96]. Tento den teploty dosáhly na 5 °C.

**20. února** stále docházelo k růstu teplot. Tento den se dostaly na 13 °C. Dodávky elektrické energie chyběly už méně než 100 000 zákazníků.

**21. a 22. února** teploty poprvé překročily hodnoty z 8. února a dosáhly až na 21,5 °C.

### 3.2.3 Příčiny odpojování výrobních zdrojů

V síti ERCOT bylo v roce 2021 rozdělení množství celkové vyrobené energie dle typu výrobních zdrojů následující:




**Obrázek 3.8.** Složení výroby v ERCOT dle typu zdrojů[2] [97]

Největší podíl na výrobě mají dlouhodobě paroplynové elektrárny v součtu s plynovými a dále pak elektrárny větrné.

Větrné elektrárny byly ty, u kterých se vyskytly první problémy už s příchodem studené fronty a vlhkým vzduchem, který způsobil namrznutí lopatek, gondol a následně i jejich převodovek. Ještě před samotným příchodem ledové bouře Uri tak bylo mimo provoz přibližně 15 100 MW ŠH výroby. Snížením teplot a další ledovou bouří v noci z 14. na 15. února došlo ke ztrátě dalších 4 300 MW ŠH. To, že jsou tyto výkony udávány ve štítkových hodnotách, je velmi důležité, reálně by do sítě nedodávaly celých 19 400 MW. Pokud bychom vzali průměrnou měsíční hodnotu vyrobené energie větrnými elektrárnami v roce 2021, která činí 7 950 GWh [98] (a v předchozích letech se průměrná hodnota příliš nelišila od únorové hodnoty [92]),

[2] Kategorie Ostatní tvoří méně než 1 % celkové roční vyrobené energie.

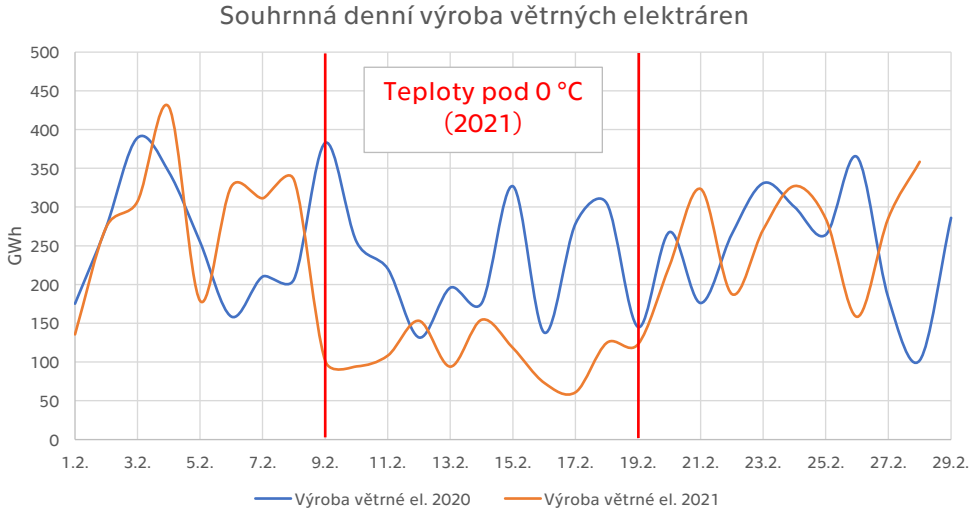
a vydělili ji počtem hodin, které má měsíc únor v roce 2021, dostaneme průměrný výkon ($P_{avg}$), který dodávají větrné elektrárny do sítě za standardních podmínek.

$$P_{avg} = \frac{E_{unor}}{t_{unor}} \approx \frac{E_{avg}}{t_{unor}} \tag{1}$$

$$P_{avg} = \frac{7\ 950\ 000}{24 \cdot 28} = 11\ 830\ \text{MW} \tag{2}$$

Celkový instalovaný výkon ve větrných elektrárnách byl začátkem roku 2021 přibližně 32 000 MW [97]. Odtud vidíme, že průměrný výkon je 37 % štítkového instalovaného výkonu. Pokud bychom stejný výpočet využili i pro maximální nedodávaný štítkový výkon 19 400 MW během Texas Power Crisis, zjistili bychom, že reálnější hodnota nedodávaného výkonu je přibližně 7 170 MW. V celkovém množství toto není zanedbatelné číslo, nicméně jde pouze o 9 % maximální poptávky ze dne 15. 2.

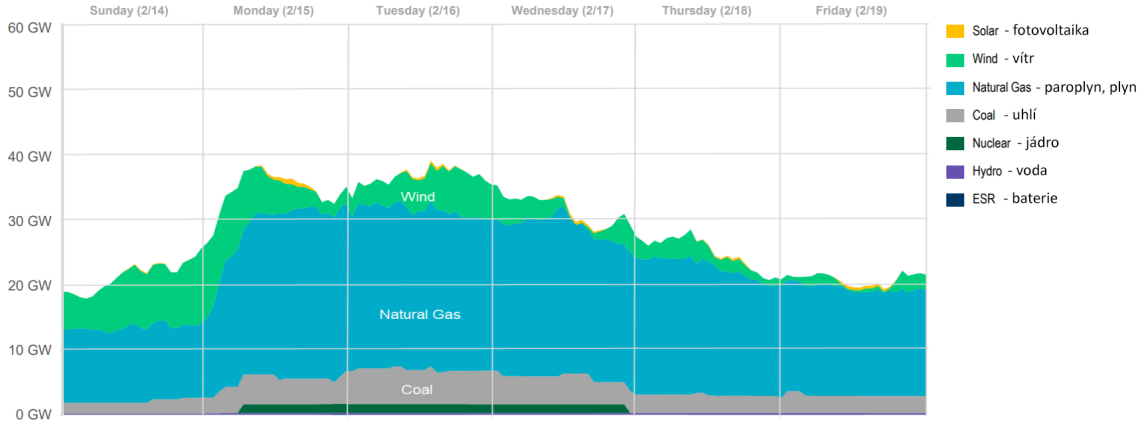
Obrázek 3.9 zobrazuje odlišnosti mezi souhrnnou denní výrobou z větrných elektráren v roce 2020 a 2021. Znatelný pokles výroby je patrný ve chvíli, kdy teploty klesly pod 0 °C [99].




**Obrázek 3.9.** Souhrnná denní výroba větrných elektráren, únor 2020 a 2021 [99]

Konkrétní rozložení výpadků dle typu zdrojů, kde u fotovoltaických elektráren a větrných elektráren je započten předpoklad, že nedodávají do sítě štítkové hodnoty výkonu, je na Obrázku 3.10.

Z tohoto obrázku je patrné, že větší podíl na nedostatku výkonu měly tedy parní elektrárny, kam spadají paroplynové, uhelné a plynové.




**Obrázek 3.10.** Podíl jednotlivých zdrojů na nedodávkách výkonu. Převzato z [100], vlastní překlad

U parních elektráren byly uváděné důvody poruch v širokém rozptylu. Obecně nejčastějším důvodem byly meteorologické podmínky. Zde byla největším problémem nízká teplota, která způsobovala mrznutí vody ať už v parních kondenzátorech, tak v přívodních potrubích, která dopravovala vodu do samotných elektráren.

Druhým důvodem nedostupnosti výroby byly plánované a neplánované odstávky výroben ještě před příchodem bouře Uri. Byly sice podniknuty kroky pro to, aby byla výroba v některých těchto elektrárnách obnovena i za cenu navýšení emisních limitů, i tak ale bylo v poledne 14. února mimo provoz 8 400 MW výroby. Tato hodnota je však souhrnná za všechny typy výrobních zdrojů.

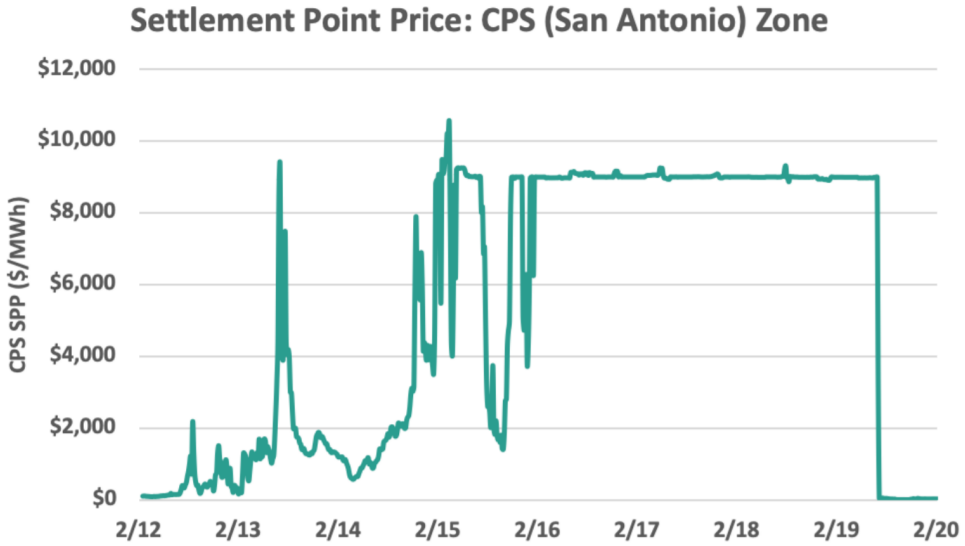
Důležitou příčinou, která ovlivnila převážně jen paroplynové, parní a uhelné elektrárny, byly problémy s palivem. Ve spojení s palivem byl nejčastěji uváděn nedostatečný tlak plynu v plynových potrubích a kontaminace paliva, což bylo ale způsobeno vymrzáním vody, která se v zemním plynu vyskytuje v plynném skupenství. Tyto příčiny se začaly vyskytovat už před datem 10. února, ale s postupným snižováním teploty bylo takto ovlivňováno stále více zdrojů. Dále v průběhu přerušení dodávek elektrické energie byly ovlivněny i samotné výrobny zemního plynu a další kritická infrastruktura, která je zodpovědná za jeho transport. Nejsou však k dispozici data, která by stanovovala, jak velký dopad mělo omezení transportu a výroby zemního plynu na množství nedodávaného výkonu.

### 3.2.4 Ekonomické dopady

#### 3.2.4.1 Cena elektrické energie

Jelikož se cena elektrické energie v síti ERCOT odvíjí od celkové spotřebované energie a ne od užívaného výkonu, přestal tento tržní model fungovat ve chvíli, kdy nebyl dostatek výrobních zdrojů pro pokrytí poptávky. Do ceny elektřiny se tak začaly promítat aktuální ceny výkonových záloh, které byly dočasně na standardní cenu superponovány. K tomuto připočtení dochází ve chvíli, kdy objem dostupných záloh klesne pod 2 300 MW, a dále je cena udržována na vyšší hladině mechanismy, které započítávají množství využitých záloh. Strop cen elektřiny byl nastaven na 9 000 USD/MWh na denním trhu, nicméně tento strop může být překročen, pokud do cen dodávek vstoupí ještě další lokální faktory, které nejsou v objemu dostupného výkonu započtené. Maximální dosažená cena za MWh pak činila přibližně 10 500

USD a od 16. do 19. února se její hodnota držela téměř beze změny na nastavených 9 000 USD/MWh [61]. Kvůli tomuto se průměrná cena elektřiny za únor 2021 v síti ERCOT zvýšila z nižších desítek USD/MWh na 1 485 USD/MWh [101].




**Obrázek 3.11.** Velkoobchodní ceny elektřiny v reálném čase mezi 12. a 20. únorem 2021, zóna San Antonio. Převzato z [61]

#### 3.2.4.2 Celkový odhad ekonomických dopadů Texas Power Crisis

Určit celkové ekonomické dopady není snadné. Některé prvotní odhady stanovovaly ekonomické dopady na celé území Texasu ve výši 80 až 120 miliard USD [102]. Nicméně tato čísla nelze přímo ověřit. Snadnější je určit, jaké byly pojistné ztráty – ty se dle Federální banky v Dallasu [102] pohybují mezi 10 až 20 miliardami amerických dolarů. Nicméně tato čísla nerespektují všechny možné ztráty, jelikož ne všechny zasažené oblasti, ať už domácnosti, firmy nebo stát, budou proti takto závažným přírodním událostem pojištěny, například v ušlých ziscích.

V energetice se dále pro určení ekonomických dopadů využívá ukazatele VoLL (Value of Lost Load – ztráta v důsledku nedodávek elektřiny). Výpočet tohoto ukazatele je prováděn s použitím výrobní funkce/výrobní křivky. Zdroj [102] pro výpočet použil data z roku 2019, čímž dospěl k tomu, že ukazatel VoLL stanovuje cenu nedodávky elektrické energie během celé Texas Power Crisis na 4,3 miliard USD.

### 3.2.5 Shrnutí a závěry z události

Kvůli nízkým teplotám a nutnosti většího vytápění, kdy 61 % Texasanů využívá k tomuto účelu elektřinu [103], bylo celkové zatížení soustavy během února 2021 větší než v předchozích letech. Oproti roku 2020 (kdy bylo v únoru za 29 dní vyrobeno 27 941 GWh [92]) po započtení hodnot nedodaného výkonu během doby, kdy docházelo k odhazování zátěže (28 924 GWh skutečně vyrobeno za 28 dní [98] a integrací plochy pod grafem odhozené zátěže ze zdroje [61] získána nedodaná energie 988 GWh), vychází denní průměrná spotřebovaná energie v tomto měsíci o 10,8 % větší. Toto by však ještě nebyl pro provoz soustavy takový problém, pokud by spotřeba elektrické energie byla v čase rozložena rovnoměrně.

Největším problémem během celé Texas Power Crisis bylo nedodržení výkonové přiměřenosti. V nejhorších chvílích bylo odpojeno okolo 40 % celkové dostupné výroby (ve štítkových hodnotách) v celé síti ERCOT [61]. Jelikož je tato síť provozována jako samostatná synchronní zóna a z geografického pohledu se nachází na území pouze jednoho státu, je i v budoucnu velké riziko, že pokud by byla zasažena podobnou meteorologickou událostí a takto rozsáhlými výpadky zdrojů, mohla by se podobná událost jako Texas Power Crisis z roku 2021 opakovat.

Aby se v budoucnu snížilo riziko rozsáhlých blackoutů, měly by být vydávány přísnější nařízení týkající se výrobců elektrické energie, aby lépe zazimovali své výrobny a zajistili si lepší technické podmínky pro dodávky paliv [104]. Dále by bylo vhodné, aby texaští zákonodárci přehodnotili přínosy deregulace trhu s elektřinou a byla provedena analýza, zda bylo za posledních 20 let (od doby, co se otevřel trh pro podnikání v energetickém sektoru) [105] dosaženo chtěných výsledků a zároveň zhodnoceny následky této deregulace. S tímto vlastním řízením energetiky souvisí malá propojenost s okolními státy – proto by bylo do budoucna vhodné vypracovat analýzu přínosů a rizik vybudování dalších HVDC propojení, které by byly v případě nouze schopny dodávat dodatečný výkon z okolních synchronních zón. Dalším rizikem, na které je potřeba se v případě státu Texas zaměřit, je proměna energetického mixu, kdy je výroba v uhelných elektrárnách nahrazována bezemisními zdroji, převážně tedy větrnými elektrárnami. Za posledních 10 let se podíl bezemisních zdrojů na energetickém mixu zvýšil z 8,5 % v roce 2011 na 28 % (včetně fotovoltaických elektráren) v roce 2021 [92], [98].

V současnosti jedna změna, které má ochránit zákazníky alespoň před vysokými cenami elektřiny a učinit ji tak finančně dostupnou v případě vysoké poptávky a nedostatečné výroby, už proběhla. S účinností od 1. ledna 2022 byla maximální cena elektřiny pro zákazníky v síti ERCOT nastavena na 5 000 USD/MWh místo původních 9 000 USD/MWh [106].

Kromě výrobců elektrické energie by i distributoři pitné vody měli zhodnotit, zda by byla možná lepší obrana před vysokými mrazy, popřípadě by bylo dobré mít vytvořené plány, jak dodávku umožnit alespoň v omezené míře při teplotách hluboko pod bodem mrazu. V jednu chvíli totiž dodávky chyběly přibližně 12 milionům lidí [61].

Část odpovědnosti za události zůstává i na samotných zákaznících. Do budoucna by i oni měli uvažovat o snížení energetické náročnosti svých domácností (převážně zateplením budov) či o pořízení záložního zdroje elektrické energie nebo tepla, který by bylo možné v zimních měsících využívat, čímž by se snížila neustále rostoucí poptávka po elektrické energii [92]. Zároveň by tak bylo možné snížit počet úmrtí, které byly spojeny s nízkými teplotami – během celé události totiž přišlo o život nejméně 246 osob na následky hypotermie, zhoršení už probíhajících nemocí nebo na otravu oxidem uhelnatým, když si snažili provizorně vytvořit zdroj tepla [107].

# Kapitola 4
# Výrobní zdroje vhodné pro předcházení stavu blackout a obnovu soustavy

Pro to, aby se elektrizační soustava nedostala do stavu nouze nebo blackoutu, jsou pro její řízení zavedeny různé mechanismy. Tyto mechanismy mohou ovlivňovat jak odběratele (jak bylo ukázáno například u Texas Power Crisis), tak samotné přenosové a distribuční vedení, transformátory, tlumivky a další prvky. Nicméně to, co je pro vyvarování se stavu blackoutu nejdůležitější, jsou výrobní zdroje. Konkrétně takové výrobní zdroje, které je možné vhodně regulovat a řídit. Některé typy zdrojů jsou vhodnější pro aktivní obranu sítě před jejím kolapsem, jiné jsou vhodnější pro obnovu soustavy z vlastních zdrojů. V této části práce si jednotlivé zdroje projdeme a vyčleníme si ze všech typů zdrojů ty, které jsou vhodné pro předcházení poruchám typu blackout, a ty, které soustavu pomohou uvést do normálního provozního stavu.

## 4.1 Technologie výrobních zdrojů – současný stav a budoucí vyhlídky

Výrobní zdroje, které dodávají výkon do elektrizační soustavy, se liší v tom, jaké primární zdroje využívají pro elektrickou či elektromechanickou přeměnu energie. Tím, jaká je zvolena forma primární energie, je také jednoznačně určen typ výrobního zdroje. V prvním přiblížení si výrobny rozdělíme do dvou základních skupin dle toho, zda pro získávání elektrické energie využívají neobnovitelné, či obnovitelné zdroje a jaký je jejich současný podíl na vyrobené energii. V druhém přiblížení se ve zjednodušené podobě zaměříme na potenciál rozvoje jednotlivých typů výrobních zdrojů. Ve vztahu k předcházení poruch v elektrizačních soustavách zhodnotíme, jak je obecně možné výrobní zdroje řídit, a na konkrétních příkladech si ukážeme, jaké provozní limity z pohledu frekvence musí splňovat, aby mohly dodávat výkon do elektrizační soustavy.

### 4.1.1 Výrobny využívající obnovitelné zdroje energie (OZE)

Obnovitelné zdroje jsou v posledních letech na velkém vzestupu. To dokazuje fakt, že v roce 2021 se v Evropě podílely na celkové výrobě elektrické energie 35,5 % [63]. My si zde uvedeme pouze ty zdroje, které jsou z pohledu množství vyrobené energie největší.

#### 4.1.1.1 Synchronní výrobny využívající OZE

První skupinou obnovitelných zdrojů (i z historického pohledu) jsou takzvané synchronní výrobní moduly. Jedná se o „*nedělitelný soubor zařízení, který je schopen vyrábět elektrickou energii tak, že frekvence vyrobeného napětí, rychlost generátoru a frekvence napětí v síti jsou ve stálém poměru, a tedy v synchronismu*“ [85].

Největším zástupcem této kategorie jsou v Evropě **větrné elektrárny**, které souhrnně na pevnině a na moři v roce 2021 v Evropě vyrobily 14,4 % celkové energie [63]. Tyto zdroje se mohou výrazně lišit svými rozměry, a tedy i výkonem, který jsou schopny dodávat do sítě. Ten se může pohybovat od stovek kW do desítky MW. Většinou jsou tyto zdroje ale provozovány společně ve větrných parcích a z pohledu řízení elektrizační soustavy se pak jeví jako jeden celek. Tento jeden celek může poskytovat výkon až vyšších stovek MW. U těchto typů zdrojů však není snadné je přímo zařadit mezi synchronní nebo nesynchronní výrobny. Ještě v nedávných letech by ve výstavbě převládaly větrné elektrárny, které obsahují asynchronní motory. V současné době se ale u větrných elektráren větších výkonů více uplatňují synchronní generátory kvůli snižující se ceně a zvyšující se efektivitě [108], [109].

Druhý největší podíl v Evropě mají **vodní elektrárny**, ať už akumulační nebo průtočné (do výroby nejsou počítány vodní elektrárny přečerpávací, protože ty slouží jen pro ukládání energie a její následné vracení do sítě s účinností vyšších desítek procent [110]). V Evropě se tyto elektrárny podílely na 12,3 % vyrobené energie [63]. Největší podíl výroby z těchto elektráren mají dlouhodobě státy, které mají na svém území velké množství řek s vyšším spádem – mezi ně patří hlavně Švédsko, Norsko nebo Rakousko. Evropa však v porovnání se zbytkem světa má v tomto typu zdroje jen velmi malý instalovaný výkon. Největší hydroelektrárna v síti ENTSO-E má instalovaný výkon 2 280 MW a nachází se na hranici mezi Srbskem a Rumunskem [111]. Oproti tomu světově největší vodní elektrárny dosahují výkonů pětkrát až desetkrát vyšších [111].

Dalším zdrojem, který lze považovat za obnovitelný a zároveň synchronní, jsou parní elektrárny spalující **biomasu**. Ty se v roce 2021 v Evropě podílely na vyrobení 3,2 % energie [63] a tento podíl v posledních letech spíše stagnuje.

#### 4.1.1.2 Nesynchronní výrobny využívající OZE

Druhou skupinou z hlediska připojení do elektrizační soustavy jsou takzvané nesynchronní výrobní moduly. Jde o „*blok nebo soubor bloků vyrábějících elektřinu, který je nesynchronně připojen k soustavě nebo je připojen prostřednictvím výkonové elektroniky a který je k přenosové soustavě, k distribuční soustavě včetně uzavřené distribuční soustavy nebo k vysokonapěťové stejnosměrné soustavě připojen v jediném místě připojení*“ [92].

Jak už bylo řečeno v předchozí kapitole, do této skupiny by mohly spadat i **asynchronní větrné elektrárny**, jejichž rychlost generátoru není plně synchronní se sítí, ale pohybuje se u generátorů s kotvou nakrátko v rozmezí 1–2 % rozdílu od synchronních otáček a u asynchronních generátorů s vinutou kotvou jde o rozmezí 0–10 % [108]. Konkrétní podíly synchronních a asynchronních větrných elektráren na celkové výrobě elektrické energie však nejsou uváděny.

Zástupcem nesynchronních výroben, který je v posledních letech na velkém vzestupu, jsou **fotovoltaické elektrárny**. Výstupem fotovoltaických modulů je stejnosměrné napětí, které je dále střídači rozstřídáno na sinusové napětí o požadované frekvenci a následně sfázováno se sítí. V roce 2021 se v Evropě tyto elektrárny podílely na vyrobení 5 % celkové energie [63]. Nicméně u těchto zdrojů se více než u jiných projevuje sezónnost výroby, jelikož množství vyrobené energie je převážně spjaté s ozářeností fotovoltaických panelů, a tedy s podílem přímého záření v do-

padajícím světle. Protože je podíl přímého záření v různých měsících roku různý, je různý i podíl fotovoltaických elektráren na celkové vyrobené energii. Zatímco v letních měsících přesahoval v roce 2021 v Evropě tento podíl 8 %, v zimních měsících pak činil méně než 2 % [63]. Výkonově tento typ elektráren doposud nejvíce zaostává za ostatními typy. V Evropě má v tuto chvíli největší fotovoltaická elektrárna nominální výkon 500 MW a nachází se ve Španělsku [112]. Proti tomu celosvětově největší fotovoltaická elektrárna má nominální výkon 2 245 MW, nachází se v Indii a pokrývá plochu 56,6 km$^2$ [113] (což je pro porovnání přibližně 11 % rozlohy města Prahy [114]). Malé hodnoty výkonů jsou ale vyváženy rychlejší výstavbou, snazší možností rozšiřování o další moduly, nulovými náklady na palivo a v současnosti i relativně dlouhou životností, která se může bez větších problémů blížit 30 letům. Základní nevýhodou pro provoz soustavy je nulová setrvačnost, která by měla zajišťovat dynamickou stabilitu soustavy. Proto u výrobních modulů vyšších výkonů musí být implementována schopnost umělé setrvačnosti.

### 4.1.2 Výrobny využívající neobnovitelné zdroje

V současnosti jsou v Evropě (ale i ve světe) dominantním zdrojem elektrické energie elektrárny, které využívají pro výrobu energie spalování fosilních zdrojů, či zužitkovávají radioaktivní rozpad některých prvků, převážně tedy uranu.

V Evropě nejvíce zastoupenými elektrárnami využívajícími fosilní zdroje jsou **plynové a paroplynové elektrárny**, které spalují zemní plyn [63]. Celkově tyto elektrárny v roce 2021 poskytly 17,9 % vyrobené elektrické energie. Paroplynové elektrárny jsou v současnosti stále uvažovány jako ekologičtější mezistupeň mezi uhelnými elektrárnami a obnovitelnými zdroji, protože emise zemního plynu jsou při spalování přibližně poloviční oproti hnědému uhlí. Touto cestou snižování emisí se v Evropě doposud chystalo vydat převážně Německo, nicméně po ruské vojenské intervenci na Ukrajině, a tím i menší ochotě západní Evropy záviset více než deset let převážně na dodávkách zemního plynu z Ruska, je možné, že se do budoucna podíl těchto elektráren na výrobě sníží a dojde více k návratu k uhlí, jakožto zdroji, který je v Evropě více dostupný. Druhý typ elektráren na zemní plyn – **plynové elektrárny** – je zastoupený v celkové výrobě jen v malém množství, protože tyto elektrárny jsou ekonomicky výhodné jen pro špičkové zatížení. To je dáno převážně tím, že tyto elektrárny je snadné poměrně rychle spustit a opět rychle odstavit. Jsou díky tomu vhodné pro poskytování podpůrných služeb i ze „studeného stavu“.

Druhým nejčastějším typem spalujícím fosilní zdroje jsou **elektrárny uhelné**. V Evropě v roce 2021 se hnědouhelné elektrárny podílely na vyrobení 8,2 % energie a černouhelné 7,4 % energie [63] (součtem tedy na 15,6 % vyrobené energie). V minulosti dlouhodobě tento typ elektráren převažoval, ale kvůli současným snahám o omezení emisí jsou i tyto elektrárny odstavovány a nahrazovány ve větší míře paroplynovými elektrárnami či obnovitelnými zdroji.

Posledním velkým typem elektráren, který se výrazně podílí na množství vyrobené energie, jsou **elektrárny jaderné**. V Evropě v roce 2021 vyrobily 27 % celkové energie a jsou tak nejzastoupenějším zdrojem vůbec. Toto velké množství vyrobené energie je dáno převážně tím, že tyto elektrárny pracují v základním zatížení soustavy a její náklady na palivo jsou menší oproti uhelným či paroplynovým elektrárnám. Nevýhodou těchto elektráren jsou jejich počáteční náklady na výstavbu a zároveň dlouhá

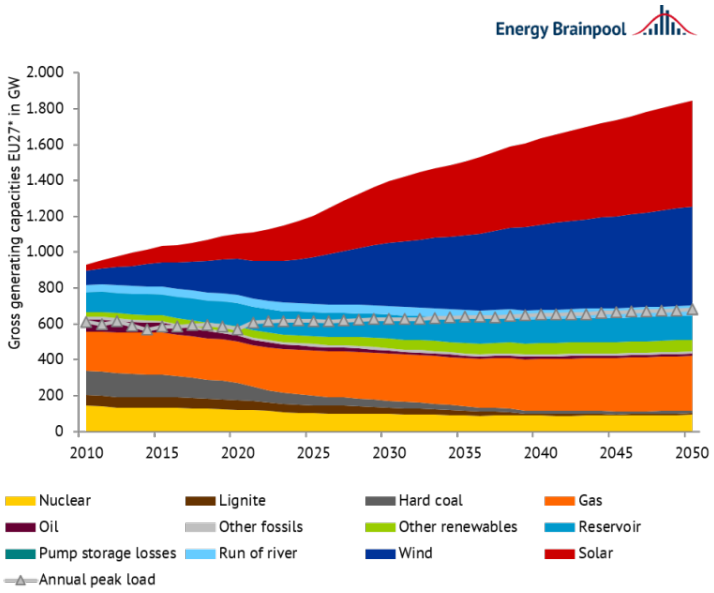
doba trvání jejich výstavby. Největší podíl energie z jaderných elektráren má dlouhodobě v Evropě Francie, u které tyto elektrárny tvoří 70,9 % výroby [63]. Většina jaderných bloků má výkon přesahující 1 000 MW, což celoročně (kromě plánovaných odstávek na výměnu paliva) zajišťuje dodávku velkého množství elektrické energie do sítě. Jelikož je silová energie vyrobená v těchto typech elektráren nejlevnější na vyrobenou 1 MWh, pokud mají vysokou dobu využití maxima, nejsou tyto elektrárny příliš regulované a ideálně fungují na plný výkon. Technologie elektráren však umožňuje, aby regulované byly, a to bez větších problémů i na 80 % jejich nominálního výkonu.

Výše zmíněné typy elektráren využívají pro výrobu elektrické energie soustrojí generátorů a turbín, které jsou roztáčeny vodní párou o vysoké teplotě a tlaku. Využití turbín také dodává síti velkou míru setrvačnosti, což zlepšuje její vlastnosti při elektromechanických dynamických přechodných jevech. S větším zastoupením obnovitelných zdrojů bude setrvačnost soustavy klesat, nicméně pokles bude i na straně požadavků na její vysokou hodnotu. Více o setrvačnosti a jejím významu bude dále v části 4.2.1 Setrvačnost.

### 4.1.3 Možnosti rozvoje a výstavby jednotlivých typů výroben

Na základě současné snahy Evropy o snižování emisí ve všech odvětvích či studií a zpráv ENTSO-E lze v budoucnu předpovídat trend poklesu výroby z vysokoemisních zdrojů a nárůst výroby elektrické energie bezemisními a nízkoemisními zdroji – zvláště tedy zdroji využívajícími obnovitelné zdroje. Tento nárůst lze předpokládat z důvodů, které byly zmíněné výše, jako je vysoká rychlost výstavby, nulové emise či principiálně nulové variabilní náklady, ale zásadní je i snaha o budoucí uhlíkovou neutralitu.

Zdroj [115] na základě referenčního scénáře Evropské Unie a dat ENTSO-E předpovídá tyto změny v instalované kapacitě jednotlivých typů zdrojů v dlouhodobém výhledu do roku 2050:




**Obrázek 4.1.** Předpověď instalovaných kapacit výroby elektrické energie v EU, včetně NO, CH, UK. Převzato z [115]

Na základě Obrázku 4.1 a popsaného současného podílu jednotlivých typů zdrojů lze odhadovat potenciál rozvoje jednotlivých typů výrobních zdrojů dle technologie.

| Potenciál rozvoje výrobních zdrojů v Evropě | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Obnovitelné zdroje** | | | | **Neobnovitelné zdroje** | | |
| Synchronní | | Nesynchronní | | Synchronní | | |
| Vodní el. | Větrné el. | Větrné el. | Fotovoltaické el. | Uhelné el. | Paroplynové el. | Jaderné el. |
| Nízký | Velmi vysoký | Velmi nízký | Velmi vysoký | Žádný | Nízký | Nízký |

**Tabulka 4.1.** Odhad potenciálu rozvoje výrobních zdrojů v Evropě

Tyto informace potvrzují fakta, která byla prezentována v části 2.2.1 Transformace sítě, tedy že v budoucnu bude větší podíl výrobních zdrojů, jejichž výroba bude velmi obtížně předpovídatelná, a to, jak velký výkon budou zdroje poskytovat, bude velmi záležet na současných meteorologických podmínkách v místě výroby.

Z hlediska řízení soustavy se však nikdy nelze spolehnout pouze na tyto nepředvídatelné zdroje, proto neobnovitelné zdroje budou hrát v energetických mixech téměř všech států světa klíčovou roli v udržování stability soustavy a okamžité rovnováhy mezi výrobou a spotřebou minimálně po několik nadcházejících desítek let.

### 4.1.4 Rozdělení výrobních zdrojů dle výkonu, způsoby řízení

Prvotním požadavkem pro řízení provozu soustavy je schopnost řídit zdroje, které do ní dodávají výkon. V tomto hrají hlavně roli ty zdroje, které jsou schopny regulovat velikost jalového výkonu a tím i velikosti napětí v elektrárenských uzlech pro zajištění co nejmenších ztrát na vedení. Všechny výrobní zdroje pak do soustavy dodávají činný výkon, který má v reálném čase pokrývat veškerou spotřebu v dané síti. Bez této rovnováhy by docházelo k odchylkám frekvence od nominálních hodnot, což by mohlo poškodit některé typy výroben pracujících do tvrdé sítě.

Pro každý typ výrobny tedy musí existovat parametry, které by daná výrobna měla splňovat z pohledu velikosti napětí a síťové frekvence a zároveň bývají stanovené doby, po jaké musí být tyto výrobny při daných mezních parametrech v provozu. Tyto parametry bývají nastaveny kodexem přenosové soustavy jednotlivých provozovatelů, protože každá elektrizační soustava má svá specifika. V současné době základní legislativní rámec pro připojení nových výroben poskytuje Nařízení Komise (EU) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě [85].

Nařízení [85] také rozděluje výrobny do základních skupin podle velikosti instalovaného výkonu. V synchronní zóně Kontinentální Evropa jsou mezní hodnoty výkonů pro zařazení do jednotlivých kategorií nastaveny následovně:

| Kontinentální Evropa | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Výrobní modul | Typ A | Typ B | Typ C | Typ D |
| Mezní limit pro minimální kapacitu | 0,8 kW | 1 MW | 50 MW | 75 MW |
| Připojení na napěťovou úroveň | <110 kV | <110 kV | <110 kV | ≥110 kV |

**Tabulka 4.2.** Typy výrobních modulů podle instalovaného výkonu[1] [85]

[1] Pro typ A je hodnota maximálního výkonu nastavena přímo v [85]. Ostatní mezní výkony si mohou jednotliví PPS stanovovat i nižší, než jsou uvedeny.

V síti ČEPS jsou dále výrobní moduly A a B členěny na A1 (nad 0,8 kW), A2 (nad 11 kW) a B1 (nad 100 kW), B2 (nad 1 MW). Pro výrobní moduly C je limit snížen oproti návrhu v nařízení [85] na 30 MW [116].

Podle toho, jak velkou výrobní kapacitu má daný modul (a rovněž dle jeho technologie), jsou v Nařízení Komise (EU) 2016/631 [85] určeny mezní parametry, při kterých musí být nový modul schopen provozu. Typem a velikostí zdroje jsou dále implicitně také určeny způsoby, jak může být daný zdroj řízen. Provozovatel soustavy (distribuční nebo přenosové) pak sám nastavuje konkrétní parametry, které by zdroje měly z hlediska řízení splňovat.

My si zde uvedeme jen základní formy řízení, které se mohou vyskytovat.

#### Vzdálené řízení

Tento typ řízení je implementován u většiny výroben. Od roku 2013 musí například v síti ČEZ (České energetické závody) všechny výrobny s výkonem vyšším než 100 kW (kategorie B1) disponovat zařízením umožňujícím vzdálené dispečerské řízení napětí [117].

#### Lokální řízení

Tento typ řízení je možný u klasických parních elektráren, které disponují velkým výrobním výkonem. Převážně je toto řízení používáno u jaderných elektráren, kde operátoři v blokových dozornách sledují parametry elektrárny a případně je upravují.

#### Automatické řízení

Automatické řízení probíhá za normálního provozního stavu pro vyrovnání výroby a spotřeby. Pro přesnou výkonovou rovnováhu se používá nákup podpůrných služeb. Automaticky dochází k aktivaci FCR a aFRR. Dalšími způsoby automatického řízení může být odpojování výrobních modulů v případech, kdy dojde k závažnému narušení bezpečnosti přenosu nebo provozu bloku.

#### Ruční řízení

K tomuto řízení výroby dochází v případech, kdy nastane například narušení provozního kritéria (N–1) nebo jiná porucha, která nevyžaduje okamžitý automatický zásah, a dispečeři přenosových soustav se pak v koordinaci s dispečery distribučních soustav a výroben tento stav soustavy snaží odstranit, a uvést ji tak do normálního provozního stavu. Ruční řízení je rovněž nutné při napravování rozsáhlých poruch a událostí, které soustavu ohrozily – může jít například o rozpad synchronní zóny, blackout či implementaci plánů obrany a obnovy soustavy.

### 4.1.5 Mezní parametry výrobních zdrojů v České republice

Aby nedošlo k poškození výrobních zdrojů, jsou pro ně stanoveny provozní parametry a parametry, při kterých se mají odpojit od sítě, pokud žádné nápravné opatření nezafunguje dostatečně rychle nebo v dostatečné míře. Jelikož se Nařízení Komise (EU) 2016/631 [85] vztahuje pouze na nové výrobny, funguje většina dosavadních výroben podle předchozích pravidel a parametrů, dle kterých byla tato zařízení uvedena do provozu. Tyto mezní parametry jsou různé pro různé typy výroben, ale mohou se

lišit i mezi dvěma elektrárnami stejného typu, jako je tomu u jaderné elektrárny Dukovany a Temelín.

Příklady, jak mohou takové mezní parametry vypadat, jsou v následující tabulce.

| Typ elektrárny | Uhelné el. | Jaderné el. | | Vodní el. | Přečerpávací vodní el. | | Paroplynové el. | OZE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Provoz | | Dukovany | Temelín | | turbína | čerpání | | |
| Normální bez omezení | 48,5-50,5 | 48,5-50,5 | | 48,5-50,5 | 48,5-50,5 | 49,5-50,5 | 48,5-51,5 | 49-51 |
| Automatické odpojení od ES | f > 53<br>f < 47,5 | f > 52,5<br>f < 47,9 | f > 51,5<br>f < 47,9 | f > 50,2 (51,5)<br>f < 47,5 | f > 50,2 (51,5)<br>f < 47,5 | f > 52 (53)<br>f < 49,8-49,2 | f > 52<br>f < 48 | f > 51,5<br>f < 47,5 |

**Tabulka 4.3.** Vymezení frekvence v Hz pro pásma provozu [2]

## 4.2 Vlastnosti zdrojů a sítě vhodné pro předcházení stavu blackout

Pro předcházení blackoutů je nutné soustavu správně řídit a udržovat již několikrát zmiňovanou výkonovou rovnováhu, na což se využívají jak mechanismy systémových služeb, tak v tomto ohledu pomáhá i současný výrobní mix používaný v Evropě.

### 4.2.1 Setrvačnost

Jednou z věcí, která pomohla Evropě (konkrétně severozápadní Evropě) před stavem blackout při rozdělení Synchronní zóny Kontinentální Evropa v roce 2021, byla setrvačnost výrobních zdrojů, konkrétně setrvačnost roztočených elektrárenských soustrojí. Jak bylo zmíněno v části 3.1.3 Frekvence v obou ostrovech po rozdělení, v severozápadním ostrově došlo k poklesu frekvence od nominální frekvence. Tím, že jsou ale v soustavě připojeny elektrárny obsahující velká soustrojí turbín a generátorů, je v těchto soustrojích (konkrétně v rotujících hmotách) uloženo velké množství kinetické energie, které do nich bylo vloženo ve chvíli, kdy se tato soustrojí roztočila. Toto množství energie je pro dané soustrojí dáno rovnicí (1).

$$E_k = \frac{1}{2} J \Omega^2 \tag{1}$$

$E_k$ je celková uložená energie v rotujících hmotách, $J$ je moment setrvačnosti rotujících hmot soustrojí a $\Omega$ je mechanická úhlová rychlost otáčení rotujících hmot.

Jakmile začalo v síti docházet k poklesu frekvence, začala se v řádu milisekund mechanická energie z těchto roztočených hmot v generátorech přeměňovat na elektrickou. To způsobilo pomalejší pokles síťové frekvence a dalo tak dostatečný čas automatickým ochranám, aby zareagovaly [118].

Setrvačnosti soustavy nepomáhá jen setrvačnost rotujících hmot, ale rovněž vodní pára, která roztáčí turbíny. Ta je v potrubích mezi kotlem a turbínami na velmi vysokém tlaku a ve chvíli, kdy se ze setrvačných točivých hmot odebere energie, tato pára se ji samovolně opět snaží do turbíny dodat. Rychlost tohoto působení páry se děje v řádu vteřin, aniž by se zvýšil výkon kotle [118].

Setrvačností, jakožto fyzikální veličinou, nedisponují nesynchronní výrobní moduly. V současnosti je v České republice vyžadována Energetickým regulačním úřadem (ERÚ) po výrobních zdrojích kategorie B2 (nad 1 MW do 30 MW), C a D vyžadována „*aktivace umělé setrvačnosti v případě potřeby s ohledem na rozvoj elektrizační soustavy*“ [119].

Přiměřeností setrvačnosti na území synchronně propojených oblastí se zabývá i Nařízení Komise (EU) 2017/1485 [1], dle kterého mají PPS provést společnou studii, aby zjistili, „*zda je třeba určit minimální požadovanou setrvačnost s ohledem na náklady a přínosy a na potenciální alternativy*“ [1]. Tato studie proběhla formou workshopů pořádaných ENTSO-E, doposud však nevyšly v platnost žádná závazná nařízení.

### 4.2.2 Regulace otáček turbín, schopnost ostrovního provozu

Z běžného režimu regulace činného výkonu (nebo také režimu regulace bloku [15]) přecházejí výrobní zdroje, u kterých je to možné, do režimu regulace otáček ve chvíli, kdy dojde (v evropských synchronních zónách) k poklesu frekvence pod 49,8 Hz nebo nárůstu nad 50,2 Hz. Touto možností nastavení regulátoru bývají vybaveny parní elektrárny nebo vodní elektrárny. Elektrárenský blok musí být schopen samostatně regulovat změny napětí a frekvence, které by se během normálního regulačního stavu pokryly pomocí systémových služeb.

Schopnost regulace otáček je přímo spojená se schopností ostrovního provozu. Jedná se o placenou systémovou službu a výrobní bloky nejsou povinny tuto službu poskytovat. Pokud však tuto službu chtějí poskytovat, musí splňovat požadavky stanovené provozovatelem přenosové soustavy. Mezi ně patří například: [15]

- *Nastavitelnost a funkčnost frekvenčního relé*
- *Zapnutí a vypnutí OP z místa obsluhy*
- *Nastavení přepnutí bloku do režimu OP podle frekvenčního plánu (49,8 Hz a 50,2 Hz)*
- *Schopnost regulovat napětí na blízké rozvodně (…) ručním řízením hladiny svorkového napětí bloků*
- *Možnost zařazení bloku do dálkového řízení bloku v OP*

Právě schopnost vydělení do ostrovního provozu je nejdůležitější obrannou vlastností výrobního zdroje. Díky tomu, že je zdroj schopný regulovat svou frekvenci nezávisle na ostatních výrobních zdrojích, zajistí dodávku výkonu do sítě, ale zároveň nedojde k úplnému odpojení tohoto zdroje z dané sítě, jak by k tomu došlo v případě, kdyby musely zareagovat frekvenční ochrany, které by se výrobní zdroj snažily ochránit před vážnou poruchou, způsobenou například vysokým tlakem na lopatky turbíny.

### 4.2.3 Další opatření v plánech obrany

Kromě samotných vlastností zdrojů pomáhajících při předcházení stavů nouze, stanovuje plán obrany další opatření, která mají pomoct zabránit stavům nouze nebo

blackoutu v síti. My si uvedeme jejich výčet a krátký popis dle Kodexu přenosové soustavy – část V. [2]

- **Řízení propustnosti sítě** – propustnost se zvyšuje výstavbou nových vedení. Ve výstražném stavu se propustnost řídí redispečinkem.
- **Opatření proti přetížení** – provádějí se dispečerské zásahy, jako je zapnutí nebo vypnutí prvku PS, rekonfigurace, redispečink, omezení spotřeby a další.
- **Opatření proti kaskádovitému šíření poruchy** – důležité je nastavení a správná selektivita ochran jak na straně přenosu, tak na straně výroby.
- **Opatření proti poklesu a vzrůstu frekvence** – provoz výrobních zařízení se řídí vymezenou frekvencí ve frekvenčním plánu (část tohoto plánu je v části 4.1.5 Mezní parametry výrobních zdrojů v České republice) a nutné je správné nastavení frekvenčního odlehčování.
- **Opatření proti poklesu a vzrůstu napětí** – potřeba je udržovat napětí pomocí regulátorů buzení generátorů elektrárenských bloků (například kontrola a udržování pracovního bodu v dovolené oblasti PQ diagramu nebo tlumení kývání systémovými stabilizátory), přepínáním odboček u transformátorů pod zatížením, popřípadě využití kompenzačních prostředků.
- **Opatření proti kývání a opatření proti ztrátě synchronismu** – v případě netlumeného kývání je možné odstavovat elektrárenské bloky; ztráta synchronismu může nastat překročením meze statické stability (chráněno je distančními ochranami vedení a transformátorů) nebo meze dynamické stability (chránění v rozvodnách 400 kV a u generátorů o výkonu větším než 200 MVA).
- **Mezinárodní spolupráce při předcházení a řešení poruch** – spolupráce je možná díky varovným systémům „*ENTSO-E Awareness System*“ (EAS) a „*Real time Alarming and Awarness System*“ (RAAS) a nastává v případě, když vliv poruchy není omezen jen na území jednoho PPS.

### 4.2.4 Koncepty Smart Grid a Micro Grid

V současnosti novými pojmy na poli bezpečnosti dodávek elektrické energie, které se vztahují jak na nové typy výrobních zdrojů (především OZE), tak na elektrizační soustavu samotnou, jsou Smart Grid a Micro Grid.

Smart Grid, neboli chytrá síť, je koncept sítě, kde má distribuční společnost možnost velmi přesně monitorovat (a v některých případech i řídit) velké množství prvků sítě, počínaje napětími a proudy v jednotlivých uzlech a větvích přes teploty prvků, jako jsou transformátory, až po obousměrné toky výkonů mezi sítí a aktivními uživateli sítě, kteří provozují své vlastní výrobní moduly a vlastní bateriová úložiště. Pro to, aby bylo možné jednotlivé prvky řídit a monitorovat, musí být vybaveny doplňujícími zařízeními obsahujícími procesorové jednotky a většinou musí mít i možnost připojení k internetu. Využití Smart Grid má smysl hlavně při využívání obtížně předpovídatelných zdrojů, jako jsou solární elektrárny a větrné elektrárny, které jsou zapojeny do distribučních soustav. Na základě toho, že budou známá data aktuální výroby v těchto zařízeních, lze upravovat výkon větších výroben.

Micro Grid je ve zjednodušené podobě koncept Smart Grid aplikovaný na menší distribuční území (části měst či celá města). Tento systém by měl být teoreticky za vhodných podmínek schopen zajistit dodávku elektrické energie z lokálních výroben (například fotovoltaických modulů na několika domech a příslušných bateriových uložišť) i dalším zákazníkům, kteří s těmito malými výrobnami sdílí společnou mikrosíť. V současnosti už existuje několik takovýchto mikrosítí, které byly schopny dodávat energii do svého sousedství právě v době, kdy v jejich distribuční síti panoval blackout ze strany distribučních společností. Pro to, aby tento princip mohl fungovat, musí být schopna se tato Micro Grid vydělit do ostrovního provozu a skutečně tak napájet jen malé území. Oba tyto principy jsou zatím pouze v počátcích aplikace do reálných projektů. V současnosti do systému Smart Grid začala investovat i společnost ČEZ, která chce vybavit své transformátory speciální sadou nástrojů pro měření a komunikaci [120].

Z pohledu řízení sítě a možné decentralizace výroby mohou dva výše zmíněné koncepty zlepšit budoucí bezpečnost dodávek elektrické energie, popřípadě v době blackoutu mohou zajistit dodávky pro malá území. Nicméně vzhledem k tomu, že pro uskutečnění těchto konceptů je potřeba velké množství automatů s procesorovými jednotkami, ale i výkonovými součástkami, budou investice do realizace velmi nákladné. ČEZ do zavedení chytrého měření u 20 tisíc transformátorů (z celkových 47 tisíc, které vlastní) investuje 2,1 miliardy korun [120]. U Micro Grid výzkum z roku 2018 stanovuje, že 1 MW kapacity mikrosítě pro domácnosti stojí přibližně 2,1 milionu USD, čili přibližně 45 milionů korun [121].

### 4.2.5 Jak tedy předcházet stavu blackout?

Odpověď na tuto otázku je zatím stále komplikovaná a obsahuje velké množství proměnných faktorů. V průběhu celé bakalářské práce ale vyvstávají implicitní odpovědi, které pomáhají směrovat uvažování nad touto otázkou jistým směrem. Z pohledu výrobních zdrojů se zdá rozumné udržet v soustavě v provozu synchronní výrobní zdroje využívající páru, která může v krizových okamžicích zajistit drahocenný čas pro zafungování ochran. S budoucí snahou o uhlíkovou neutralitu Evropy přicházejí v tomto ohledu v úvahu převážně jen jaderné elektrárny, popřípadě elektrárny spalující biomasu či bioplynové – nicméně u nich by muselo dojít k velmi rychlému a prudkému rozvoji.

Pro předcházení blackoutům jsou a budou velmi důležité podpůrné služby. V první řadě jde o ty, které udržují výkonovou rovnováhu v každém okamžiku. U nich v současné době nastává velká změna ve způsobu fungování, jelikož aFRR a $\mathrm{mFRR_t}$ přecházejí z poměrné regulace na regulaci dle cenového žebříčku. V této oblasti bude nutné mít správně nastavené povelování pro spouštění těchto podpůrných služeb. Zároveň co může pomoct, avšak i uškodit, bude zavedení projektů PICASSO a MARI. V této oblasti tedy bude nutné provádět další podrobné analýzy, zda narušení „principu neintervence“ nepřinese příliš velká rizika do fungování soustav.

Jednoznačným přínosem, který funguje jako jakási „záchranná brzda“, je schopnost ostrovního provozu výroben, který se uplatní při větších odchylkách frekvence, jak se ostatně ukázalo při Rozpadu synchronní zóny Kontinentální Evropa 8. 1. 2021.

Dále může blackoutům, nikoliv však těm rozsáhlým, pomáhat předcházet aplikace konceptů Micro Grid, což vlastně vede na vytváření potenciálních malých elektrických

ostrovů. To by postupně znamenalo decentralizaci výroby a menší fyzické toky výkonů mezi oblastmi.

Kvůli většímu podílu obnovitelných zdrojů pak bude vznikat požadavek na přesnější předpovědní modely výroby i zatížení a zároveň jejich řízení. V ideálním případě by bylo potřeba výrobu z obnovitelných zdrojů „roztáhnout“ do delšího časového úseku, čemuž by mohly pomoct bateriové systémy, nebo koncept *Power to Gas*, kdy by se z přebytečné elektrické energie vyráběl elektrochemickými procesy vodík či metan. Zda se však tento koncept podaří rozšířit, se dozvíme nejdříve za několik desítek let.

Dále pokud by byly vytvořeny velmi přesné modely soustav, instalováno velké množství měřicích prvků, přenos i výroba byla kompletně řízena automaticky a obchodní toky výkonů se řídily těmi fyzickými a zajištěna by byla vysoká granularita dat, mělo by to i v budoucnu vést k bezproblémovému provozu elektrizačních soustav, a to i v případě, že se budou více prosazovat ve výrobě elektrické energie obnovitelné zdroje.

## 4.3 Vlastnosti zdrojů vhodných pro obnovu soustavy

### 4.3.1 Start ze tmy (black start)

Schopnost startu ze tmy výrobních zdrojů má hlavně za cíl po blackoutu soustavy vytvořit izolované ostrovy napájené elektrickou energií, které budou schopny dodat výkon dalším výrobním zdrojům, aby tyto zdroje byly schopny zahájit provoz, najet na režim vlastní spotřeby a následně i dodávat energii do sítě. Pro úplnou obnovu soustavy je pak nutné jednotlivé, postupně se rozšiřující elektrické ostrovy sfázovat dohromady, aby bylo možné znovuvytvořit původní synchronní zónu, a byla tak obnovena dodávka elektrické energie zákazníkům v plném rozsahu.

Pro to, aby zdroj měl možnost black startu, musí být schopen bez dodávky elektrické energie z vnějšího zdroje (ze soustavy) pokrýt vlastní spotřebu alespoň v té míře, aby byla v provozu bezpečnostní a řídicí zařízení a bylo možné dále zvyšovat výkon tohoto zdroje. Podmínkou služby startu ze tmy je rovněž schopnost zdroje pracovat v ostrovním režimu. Požadavky tedy jsou, aby vlastní spotřeba daného výrobního zdroje byla co nejmenší, aby si zdroj byl schopný zajistit přísun paliva či jiné pohonné látky a vzhledem k tomu, že stav elektrizační soustavy bez napětí je velmi nákladný pro všechna připojená odvětví (jak se ukázalo například během Texas Power Crisis), je nutné, aby zdroj schopný startu ze tmy mohl najet ve velmi krátkém časovém okamžiku, řádově do několika minut.

Tabulka 4.4 posuzuje vhodnost jednotlivých typů výroben pro start ze tmy.

| Typ elektrárny | Výhody | Nevýhody |
|---|---|---|
| Vodní průtočné | • nepotřebují dodávku paliva<br>• vlastní spotřeba 0,5–1 % instalovaného štítkového výkonu<br>• bývají vybavené diesel generátory pro nastartování výroby<br>• není nutná příprava paliva a chlazení<br>• jsou schopné začít dodávat elektřinu v řádu minut<br>• většinou mají dostatečně velké výkony<br>• generátory jsou více odolné proti změnám frekvence | • v dobách sucha a nízkých průtoků vody nejsou schopny provozu |
| Vodní akumulační a přečerpávací | • stejné výhody jako vodní průtočné | • v akumulační (horní) nádrži musí být voda |
| Plynové | • mají poměrně jednoduché chladicí systémy<br>• vlastní spotřeba 1,5–2 % instalovaného štítkového výkonu<br>• mají velké výkony<br>• jsou schopny rychlého najetí | • je nutné, aby měly dostatečné zásoby plynu<br>• tlak plynu je nutné udržovat nad mezní hodnotou |
| Paroplynové | • mají velké výkony | • stejné nevýhody jako plynové<br>• trvá několik hodin, než jsou schopny provozu<br>• mají složitější chladicí systémy |
| Uhelné | • mají velké výkony<br>• jsou schopny poskytnout dostatek setrvačnosti<br>• vždy mají zásoby paliva | • obnovení dodávky trvá mnoho hodin<br>• mají komplikované chladicí systémy<br>• potřebují palivo před spalováním upravit<br>• vlastní spotřeba 7–8 % instalovaného štítkového výkonu |
| Jaderné | • mají velké výkony | • musí být bezpečně odstaveny a trvá několik dní, než jsou znovu schopny provozu<br>• vlastní spotřeba 7–8 % instalovaného štítkového výkonu |
| Solární a větrné | • pro výrobu nepotřebují palivo | • jsou závislé na meteorologických podmínkách<br>• mají většinou malý výkon<br>• nulová vlastní setrvačnost |

**Tabulka 4.4.** Výhody a nevýhody jednotlivých zdrojů pro start ze tmy [122]

Z předchozí tabulky vyplývají čtyři potenciální výrobny vhodné pro obnovu soustavy po jejím rozpadu. Jde o **průtočné vodní elektrárny**, **akumulační** a **přečerpávací vodní elektrárny** a **elektrárny s plynovým (Braytonovým) cyklem**. Přečerpávací vodní elektrárny (PVE) mají oproti jiným typům vodních elektráren tu nevýhodu, že jejich

provoz je uvažován jako cyklický, protože tato elektrárna funguje jako úložiště energie. V analogii by se daly přirovnat k lithiovým bateriím, které jsou konstruovány na provoz mezi „úplným nabitím a úplným vybitím“. Z toho vyplývá fakt, že systémová služba „Schopnost startu ze tmy“ nemůže být těmito výrobnami poskytována v průběhu celého dne – tedy ve chvíli, kdy pracuje do režimu vlastní spotřeby a čerpá vodu z dolní nádrže do horní, a když je horní nádrž prázdná nebo téměř prázdná. Přesto se s těmito typy elektráren uvažuje pro potenciální obnovu soustavy.

Nejvhodnějším typem s nejvíce výhodami a nejméně nevýhodami jsou vodní průtočné elektrárny. V podstatě jedinou nutnou podmínkou pro jejich najetí je pokrytí prvotní vlastní spotřeby pomocí dieselového agregátu.

Požadavky na bloky poskytující službu start ze tmy stanovené společností ČEPS jsou: [15]

- *Okamžité zahájení postupu najíždění bez použití vnějšího zdroje napětí*
- *Podání napětí do nadřazené sítě (vedení ZVN nebo VVN) v požadované kvalitě (velikost napětí, stabilita napětí a kmitočet); blok pracuje v regulačním režimu* **ostrovního provozu**
- *Obnovení napájení stanovených částí sítě dle pokynů dispečinku ČEPS*
- *Postupné zatěžování ostrova činným výkonem pomocí předem definovaných změn zatížení*
- *Provoz ve stanovených výkonových mezích s limitem frekvenčních a napěťových odchylek*
- *Opětné připojení ostrova k soustavě*
- *Paralelní provoz se soustavou*
- *Další provoz dle pokynů ČEPS*

Pro ČEPS službu start ze tmy poskytují zdroje připojené do přenosové soustavy, které splní podmínky certifikace. V současné době je tato služba poskytována akumulační vodní elektrárnou Orlík a přečerpávací vodní elektrárnou Dalešice [11] – ta má za úkol zajistit napájení vlastní spotřeby JE Dukovany. Od elektráren, které jsou připojené do distribuční soustavy, společnost ČEPS službu start ze tmy nevykupuje [123]. Startu ze tmy jsou však schopné i další výrobny. Z vodních elektráren to je například Kamýk, Hněvkovice nebo Lipno – ta má za úkol napájet alespoň část vlastní spotřeby JE Temelín. V roce 2019 byla pro start ze tmy upravena a certifikována i PVE Dlouhé stráně, která je provozována společností ČEZ. Tato PVE by měla v případě blackoutu napájet vlastní spotřebu uhelné elektrárny Chvaletice [124].

Mimo vodních elektráren je pro start ze tmy certifikován například také parní cyklus v Teplárně Kladno, která by po zahájení provozu začala napájet celé město, včetně jeho oblastní nemocnice a dalších objektů [125].

Seznam všech elektráren, které jsou schopny tuto službu poskytovat, však není a nesmí být veřejný, stejně tak jako konkrétní plány obnovy soustavy.

# Závěr

Tato práce přinesla obsáhlý pohled na problematiku blackoutů a závažných poruch v elektrizačních soustavách. Analyzoval jsem minulé události v elektrizačních soustavách Severní Ameriky a Evropy a prezentoval příčiny, které tyto události způsobily. Odtud vzešlo, že doposud největší blackouty, které se staly v Severní Americe, byly způsobeny převážně extrémními přírodními událostmi, jako jsou hurikány nebo ledové bouře. Oproti tomu v Evropě byly největší události způsobeny chybným provozem elektrizačních soustav a technickými nedostatky, které byly například příčinou události Rozpad synchronní zóny Kontinentální Evropa v roce 2021.

Dále jsem analyzoval nejnovější rizika pro provoz elektrizačních soustav obecně, nicméně s bližším zaměřením na Evropu. Zároveň byla provedena analýza rizik z dostupných dat a sestaven jejich sestupný seznam. Do budoucna jako největší riziko a hlavní oblast, na kterou by měla být zaměřena pozornost, je transformace sítě. V tomto ohledu za nejdůležitější oblast pro zlepšení stability soustavy považuji potřebu vytvoření a používání velmi přesných meteorologických modelů s návazností na výrobu elektrické energie z obnovitelných zdrojů.

Další důležitá oblast pro zlepšení prevence před závažnými stavy v elektrizačních soustavách vychází ze zhodnocení minulých událostí. Pro Evropu je stále velkým rizikem komplexnost její největší synchronní zóny a velké množství provozovatelů, kteří spolu musí být schopni v závažných stavech ohrožujících provoz celé synchronní zóny efektivně komunikovat dle nastavených předpisů. Budoucí hrozbou pro podobné rozdělení synchronní zóny může rovněž být zavedení tržně orientované mezinárodní spolupráce v systémech PICASSO a MARI.

V Texasu v USA by zlepšení stability soustavy mohlo přinést lepší propojení s okolními přenosovými soustavami.

V současnosti nejlepšími zdroji, které jsou vhodné pro předcházení stavům blackout, jsou ty, které disponují dostatečnou míru setrvačnosti a jsou schopné poskytovat velké objemy podpůrných služeb, mezi které patří hlavně služby výkonové rovnováhy, schopnost udržovat napětí regulací jalového výkonu a schopnost poskytovat službu ostrovní provoz. Do budoucna tedy nebude možné spoléhat se pouze na intermitentní obnovitelné zdroje, dokud nebude vyřešena otázka ukládání energie z těchto obnovitelných zdrojů v dostatečné míře spolu s umělou setrvačností.

Obnovu soustavy jsou nejlépe schopné zajistit ty výrobní zdroje, které mají malou vlastní spotřebu (přibližně okolo 1–2 %) a dokáží zahájit dodávku výkonu do sítě bez vnějšího napájení. Pro tyto účely jsou nejvhodnější vodní elektrárny, a to průtočné, akumulační i přečerpávací, popřípadě některé elektrárny s plynovými cykly.

# Seznam zkratek

| | |
|---|---|
| afRR | Automatic frequency restoration reserves (Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací) |
| BS | Schopnost startu ze tmy |
| ČEZ | České energetické závody |
| ČSN EN | Česká technická norma (Může být harmonizovaná) |
| DS | Distribuční soustava |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity (Evropská síť provozovatelů přenosových soustav) |
| ES | Elektrizační soustava/y |
| EUR | Euro (měna) |
| f | Frekvence, jednotka hertz [Hz] |
| FCR | Frequency containment reserves (Zálohy pro automatickou regulaci frekvence) |
| HVDC | High voltage direct current (používáno jako: Vysokonapěťové stejnosměrné propojení) |
| MARI | Manually Activated Reserves Initiative (Platforma pro mezinárodní spolupráci v $\mathrm{mFFR_t}$) |
| $\mathrm{mFRR_t}$ | Manual frequency restoration reserves (Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do t minut) |
| NERC | North American Electric Realiability Corporation (Organizace odpovědná za zvyšování spolehlivosti propojených přenosových soustav v Severní Americe) |
| OP | Schopnost ostrovního provozu |
| OS | Ostatní služby (v rámci PpS) |
| OZE | Obnovitelné zdroje energie |
| P | Činný výkon, jednotka watt [W] |
| PICASSO | Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation (Platforma pro mezinárodní spolupráci v aFFR) |
| PPS | Provozovatel/é přenosové soustavy |
| PpS | Podpůrné služby |
| PS | Přenosová soustava |
| PVE | Přečerpávací vodní elektrárny |
| Q | Jalový výkon, jednotka volt-ampér reaktivní [var] |
| RR | Replacement reservers (Zálohy pro náhradu) |
| SARA | Seasonal Assessment of Resource Adequacy (Sezónní posouzení adekvátnosti výrobních zdrojů) |
| SRUQ | Sekundární regulace napětí a jalového výkonu |
| SVR | Služby výkonové rovnováhy |
| ŠH | Štítkové hodnoty |
| USD | Americký dolar (měna) |
| VVN | Velmi vysoké napětí |
| ZVN | Zvláště vysoké napětí |

**Zkratky států a provozovatelů přenosových soustav**

| | |
|---|---|
| BIH | Bosna a Hercegovina |
| HR | Chorvatsko |
| HU | Maďarsko |
| CH | Švýcarsko |
| NO | Norsko |
| RO | Rumunsko |
| RS | Srbsko |
| SL | Slovinsko |
| UA | Ukrajina |
| UK | Spojené království Velké Británie a Severního Irska |
| | |
| ČEPS | Provozovatel přenosové soustavy v České republice |
| EMS | Provozovatel přenosové soustavy v Srbsku |
| ERCOT | Electric Reliability Council of Texas (Provozovatel přenosové soustavy v Texasu) |
| HOPS | Provozovatel přenosové soustavy v Chorvatsku |
| NOS BiH | Provozovatel přenosové soustavy v Bosně a Hercegovině |
| Transelectrica | Provozovatel přenosové soustavy v Rumunsku |

# Reference


[1] *Nařízení Komise (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav* [online]. [vid. duben 2022]. Dostupné na `https://eurlex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485`.

[2] ČEPS, a. s. *Kodex přenosové soustavy – část V. Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS* [online]. 2021 [vid. únor 2022]. Dostupné na `https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps`.

[3] ČEPS, a. s. *Kodex přenosové soustavy – část VI. Dispečerské řízení* [online]. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps`.

[4] Eleschová, Žaneta a Anton Beláň. *Blackout in the power system* [online]. 2008 [vid. listopad 2021]. Dostupné na `https://www.atpjournal.sk/buxus/docs/casopisy/atp_plus/plus_2008_2/plus58_60.pdf`.

[5] Helbich, Jiří. *Dispečerské řízení* [online]. Západočeská univerzita v Plzni, 2021 [vid. listopad 2021]. Dostupné na `http://home.zcu.cz/~nohac/E2/Dispecerske_rizeni_CEPS_ZCU-ProStudenty.pdf`.

[6] Yadav, Deepak a kol. *Contingency Analysis and Security Constraint based Optimal Power Flow in Power Network* [online]. 2018 [vid. listopad 2021]. Dostupné na DOI 10.1109/CIPECH.2018.8724298.

[7] Hanson, Steve O. a Anjan Bose. *Input-output Processing Of On-line Contingency Analysis* [online]. 1979 [vid. březen 2022]. Dostupné na DOI 10.1109/PICA.1979.720046.

[8] UCTE. *Policy 3: Operational Security* [online]. Kapitola A. N-1 Security Principle (operational planning and real time operation), 2009 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf`.

[9] Vykuka, Roman. *Kontingenční analýza pro bezpečný provoz přenosových soustav* [online]. Diplomová práce, Západočeská univerzita v Plzni, 2013 [vid. listopad 2021]. Dostupné na `https://otik.uk.zcu.cz/bitstream/11025/10105/8/R_Vykuka_DP_2013.pdf`.

[10] ČSN EN 50160. *Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí*. 2011.

[11] Máslo, Karel a kol. *Řízení a stabilita elektrizační soustavy* [online]. 2013 [vid. listopad 2021]. Dostupné na `https://www.powerwiki.cz/attach/PrilohyVyuka/%C5%98%C3%ADzen%C3%AD%20a%20stabilita%20elektriza%C4%8Dn%C3%AD%20soustavy.pdf`.

[12] ČEPS, a. s. *Schéma PS* [online]. 2020 [vid. listopad 2021]. Dostupné na `https://www.ceps.cz/cs/udaje-o-ps`.

[13] Holub, Martin. *Testování distanční ochrany* [online]. Bakalářská práce, Vysoké učení technické v Brně, 2012 [vid. listopad 2021]. Dostupné na `https://dspace.`

vutbr.cz/bitstream/handle/11012/11507/final-thesis.pdf?sequence=6&isAllowed=y.

[14] UCTE. *Final Report System Disturbance on 4 November 2006* [online]. 2007 [vid. listopad 2021]. Dostupné na https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf.

[15] ČEPS, a. s. *Kodex přenosové soustavy – část II. Podpůrné služby (PpS)* [online]. 2021 [vid. listopad 2021]. Dostupné na https://www.ceps.cz/cs/kodex-ps.

[16] ENTSO-E. *Continental Europe significant frequency deviations – January 2019* [online]. 2019 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/news/2019/190522_SOC_TOP_11.6_Task%20Force%20Significant%20Frequency%20Deviations_External%20Report.pdf.

[17] Fantík, Josef a Tereza Soukupová. *Elektřina v každém okamžiku* [online]. Časopis Vesmír 2007 [vid. listopad 2021]. Dostupné na https://vesmir.cz/cz/casopis/archiv-casopisu/2007/cislo-12/elektrina-kazdem-okamziku.html.

[18] *Nařízení Komise (EU) 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice* [online]. [vid. květen 2022]. Dostupné na https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN.

[19] ENTSO-E. *PICASSO* [online]. 2021 [vid. listopad 2021]. Dostupné na https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/.

[20] ENTSO-E. *MARI* [online]. 2021 [vid. listopad 2021]. Dostupné na https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/.

[21] ENTSO-E. *aFRR-Platform Accession roadmap* [online]. 2021 [vid. listopad 2021]. Dostupné na https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/picasso/211029_PICASSO_4th_Accession_roadmap.pdf.

[22] ENTSO-E. *mFRR-Platform Accession roadmap* [online]. 2021 [vid. listopad 2021]. Dostupné na https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/2021/MARI_Accession_roadmap_October_2021_Update_FV2.pdf.

[23] De Boeck, Steven a kol. *Review of defence plans in europe: current status, strengths and opportunities* [online]. Cigré Science Engineering Journal. 5. 6-16, 2016 [vid. únor 2022]. Dostupné na https://www.researchgate.net/publication/303997007_Review_of_defence_plans_in_europe_current_status_strengths_and_opportunities.

[24] *Nařízení Komise (EU) 2017/2196 ze dne 24. listopadu 2017, kterým se stanoví kodex pro obranu a obnovu elektrizační soustavy* [online]. [vid. únor 2022]. Dostupné na https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2196&from=CS.

[25] Pistora, Martin. *Řízení a stabilita elektrizační soustavy*. 2014 [vid. květen 2022]. Dostupné na https://www.cez.cz/edee/content/file/o-spolecnosti/dcerine-spolecnosti/cds/pro_zakazniky/konference2014/ceps_pistora_cz.pdf.

[26] Bruckner, Thomas a kol. *Causes and effects of historical transmission grid collapses and implications for the German power system* [online]. 2018 [vid. březen 2022]. Dostupné na DOI 10.13140/RG.2.2.16411.28968.

[27] Owens, Chris. *The 11 Biggest Blackouts Of All Time. The Blackout report* [online]. 2020 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.theblackoutreport.co.uk/2020/12/07/11-biggest-blackouts/`.

[28] Kearsley, Roger. *Restorarion in Sweden and experience gained from the blackout of 1983* [online]. 1987 [vid. březen 2022]. Dostupné na DOI 10.1109/TPWRS.1987.4335145.

[29] UCTE. *Final report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy* [online]. 2004 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf`.

[30] ENTSO-E. *Incident Classification Scale Methodology* [online]. 2019 [vid. únor 2022]. Dostupné na `https://www.entsoe.eu/network_codes/sys-ops/annual-reports/`.

[31] ENTSO-E. *Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021, Final Report - 15. 7. 2021* [online]. 2021 [vid. prosinec 2021]. Dostupné na `https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/entso-e_CESysSep_Final_Report_210715.pdf`.

[32] ENTSO-E. *Incident Classification Scale 2013 Annual Report* [online]. 2014 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/141209_ICS_Report.pdf`.

[33] ENTSO-E. *2014 ICS Annual Report* [online]. 2015 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/151221_ENTSO-E_ICS_Annual_Report_2014.pdf`.

[34] ENTSO-E. *2015 ICS Annual Report* [online]. 2016 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/ICS_Annual_Report_2015.pdf`.

[35] ENTSO-E. *2016 ICS Annual Report* [online]. 2018 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/180214_2016_ICS_Annual_Report.pdf`.

[36] ENTSO-E. *2017 Incident Classification Scale Annual Report* [online]. 2018 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/180925_ICS_report_2017.pdf`.

[37] ENTSO-E. *2018 Incident Classification Scale Annual Report* [online]. 2019 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/2018%20ICS%20Annual%20Report.pdf`.

[38] ENTSO-E. *ICS 2019 Annual Report* [online]. 2020 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/ICS2019_approved_pdfA.pdf`.

[39] ENTSO-E. *2020 Incident Classification Scale Annual Report* [online]. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/ICS_2020_Annual_Report_FINAL.pdf.

[40] NERC. *March 13, 1989 Geomagnetic Disturbance* [online]. 1989 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/pa/Stand/Geomagnetic%20Disturbance%20Resources%20DL/NERC_1989-Quebec-Disturbance_Report.pdf.

[41] NERC. *Technical Analysis of the August 14, 2003, Blackout: What Happened, Why, and What Did We Learn?* [online]. 2004 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/docs/docs/blackout/NERC_Final_Blackout_Report_07_13_04.pdf.

[42] Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, U. S. Department of Energy. *Comparing the Impacts of Northeast Hurricanes on Energy Infrastructure* [online]. 2013 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/Northeast%20Storm%20Comparison_FINAL_041513b.pdf.

[43] Public Safety Canada. *Canadian Disaster Database* [online]. [vid. březen 2022]. Dostupné na https://bdc.securitepublique.gc.ca/prnt-eng.aspx?cultureCode=en-Ca&eventTypes=%27HU%27&normalizedCostYear=1.

[44] CBC. *Hydro worker killed during Sandy repairs in Ontario* [online]. 31. 8. 2012 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.cbc.ca/news/canada/hydro-worker-killed-during-sandy-repairs-in-ontario-1.1190396.

[45] AON Benfield. *Hurricane Sandy Event Recap Report* [online]. 2013 [vid. březen 2022]. Dostupné na http://thoughtleadership.aon.com/Documents/20130514_if_hurricane_sandy_event_recap.pdf.

[46] Hines, Paul, Jay Apt a kol. *Trends in the history of large blackouts in the United States* [online]. 2008 [vid. březen 2022]. Dostupné na DOI 10.1109/PES.2008.4596715.

[47] ELCON. *The Economic Impacts of the August 2003 Blackout* [online]. Electricity Consumers Resource Council (ELCON), 2004 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://elcon.org/wp-content/uploads/Economic20Impacts20of20August20200320Blackout1.pdf.

[48] GraphPad. *Online kalkulačka pro výpočet p-hodnoty* [online]. [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.graphpad.com/quickcalcs/pvalue1.cfm.

[49] NERC. *Electric Reliability Organization Event Analysis Process Version 4.0* [online]. 2019 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/ERO_EAP_Documents%20DL/ERO_EAP_v4.0_final.pdf.

[50] NERC. *State of Reliability 2014* [online]. 2014 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/2014_SOR_Final.pdf.

[51] NERC. *State of Reliability 2015* [online]. 2015 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/2015%20State%20of%20Reliability.pdf.

[52] NERC. *State of Reliability 2016* [online]. 2016 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/2016_SOR_Report_Final_v1.pdf.

[53] NERC. *State of Reliability 2017* [online]. 2017 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/SOR_2017_MASTER_20170613.pdf.

[54] NERC. *State of Reliability 2018* [online]. 2018 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/NERC_2018_SOR_06202018_Final.pdf.

[55] NERC. *State of Reliability 2019* [online]. 2019 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/NERC_SOR_2019.pdf.

[56] NERC. *State of Reliability 2020, An Assement of 2019 Bulk Power System Performance* [online]. 2020 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/NERC_SOR_2020.pdf.

[57] NERC. *State of Reliability 2021, An Assement of 2020 Bulk Power System Performance* [online]. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/NERC_SOR_2021.pdf.

[58] NERC. *2021 ERO Reliability Risk Priorities Report* [online]. 2021 [vid. únor 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/comm/RISC/Documents/RISC%20ERO%20Priorities%20Report_Final_RISC_Approved_July_8_2021_Board_Submitted_Copy.pdf.

[59] NERC-RISC. *Agenda Reliability Issues Steering Committee – RISC Emerging Risks Survey Results* [online]. 2021 [vid. únor 2022]. Dostupné na https://www.nerc.com/comm/RISC/Agenda%20Highlights%20and%20Minutes/RISC_Meeting_Agenda_Package_Jan_28_2021_PUBLIC.pdf.

[60] ERCOT. *Real-Time System Conditions* [online]. [vid. únor 2022]. Dostupné na https://www.ercot.com/content/cdr/html/real_time_system_conditions.html.

[61] King, Carey W. a kol. *The Timeline and Events of the February 2021 Texas Electric Grid Blackouts* [online]. The University of Texas at Austin, Energy Institute, [vid. březen 2022]. Dostupné na https://energy.utexas.edu/ercot-blackout-2021.

[62] ERCOT. *ERCOT DC-TIE OPERATIONS* [online]. 2020 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.ercot.com/files/docs/2020/07/30/ERCOT_DC_Tie_Operations_Document.docx.

[63] Energy-Charts. *Annual electricity generation in Europe in 2021* [online]. 2022 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=en&c=EU&interval=year&year=2021&show_labels=1.

[64] Rada Evropské unie. *Balíček „Fit for 55“* [online]. 2022 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.consilium.europa.eu/cs/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/.

[65] Panteli, Mathaios a kol. *Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies* [online]. 2015 [vid. únor 2022]. Dostupné na DOI 10.1016/j.epsr.2015.06.012.

[66] Kenward, Alyson a kol. *Blackout: Extreme Weather, Climate Change and Power Outages, Climate Central* [online]. 2014. Dostupné na http://assets.climatecentral.org/pdfs/PowerOutages.pdf.

[67] U. S. Geological Survey, U. S. Depratment of Interior. *Estimated Use of Water in the United States in 2015* [online]. 2017. Dostupné na https://pubs.usgs.gov/circ/1441/circ1441.pdf.

[68] Ansorge, Libor. *Specifická potřeba vody na výrobu 1 MWh elektrické energie ve významných provozech ČR* [online]. 2013. Dostupné na https://www.researchgate.net/publication/256766154_Specificka_potreba_vody_na_vyrobu_1_MWh_elektricke_energie_ve_vyznamnych_provozech_CR.

[69] Johansen, Adam M. *Monte Carlo Methods*. International Encyclopedia of Education (Third Edition), ISBN: 9780080448947, 296–303, 2010 [vid. duben 2022]. Dostupné na DOI 10.1016/B978-0-08-044894-7.01543-8.

[70] ENTSO-E. *ENTSO-E Powerfacts Europe 2019* [online]. 2019 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/ENTSO-E_PowerFacts_2019.pdf.

[71] Styczynski, Jake a Nate Beach-Westmoreland. *When the Lights Went Out – A Comprehensive Review of the 2015 Atacks on Ukrainian Critical Infrastructure* [online]. Booz|Allen|Hamilton, 2019 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.boozallen.com/content/dam/boozallen/documents/2016/09/ukraine-report-when-the-lights-went-out.pdf.

[72] Česká televize – ČT24. *Ruští vojáci získali kontrolu nad Záporožskou jadernou elektrárnou. Po útoku v areálu hořelo* [online]. 4. 3. 2022 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://ct24.ceskatelevize.cz/specialy/rusko-ukrajinsky-konflikt/3450366-v-arealu-zaporozske-jaderne-elektrarny-hori-rusove.

[73] Moravec, Jan. *Záložní zdroje elektrické energie - 1.díl: Úvod do problematiky* [online]. Online časopis oenergetice.cz, 9. 10. 2015 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://oenergetice.cz/slug/zalozni-zdroje-elektricke-energie-1-dil-uvod-do-problematiky.

[74] U. S. Energy Information Administration (eia). *Europe relies primarily on imports to meet its natural gas needs*. 11. 2. 2022 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=51258.

[75] U. S. Energy Information Administration (eia). *Three countries provided almost 70 % of liquefied natural gas received in Europe in 2021* [online]. 22. 2. 2022 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=51358.

[76] idnes.cz. *Dojde v Evropě k blackoutu? Není otázkou zda, ale kdy, říká Drábová* [online]. Pořad Rozstřel, 14. 11. 2021 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.idnes.cz/ekonomika/domaci/dana-drabova-rozstrel-statni-urad-pro-jadernou-bezpecnost.A211111_105324_ekonomika_kou.

[77] Narayan, Mohi a Mai Nguyen. *Trafigura warns of power outages in Europe this winter* [online]. reuters.com, 16. 11. 2021 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.reuters.com/business/energy/trafigura-ceo-weir-sees-very-very-tight-oil-market-2021-11-16/.

[78] reuters.com. *France's Chinon 3 reactor offline for tests after pipe corrosion detected* [online]. 21. 2. 2022 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.reuters.com/business/energy/frances-chinon-3-reactor-offline-tests-after-pipe-corrosion-detected-2022-02-21/.

[79] OILPRICE.COM. *French Power Prices Spike To €3,000 Per Megawatt-Hour Following Cold Snap* [online]. 4. 4. 2022 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://oilprice.com/Energy/Energy-General/French-Power-Prices-Spike-To-3000-Per-Megawatt-Hour-Following-Cold-Snap.html.

[80] MÉTÉO-FRANCE, účet na sociální síti Twitter. *Twitterový příspěvek* [online]. 4. 4. 2022 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://twitter.com/meteofrance/status/1510869348847599620.

[81] RTE FRANCE. *eCO2mix – Electricity consumption in France* [online]. Data spotřeby elektrické energie 4. 4. 2022 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.rte-france.com/en/eco2mix/electricity-consumption-france.

[82] RTE FRANCE. *eCO2mix – Cross border electricity trading* [online]. Data importu a exportu elektrické energie 4. 4. 2022 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.rte-france.com/en/eco2mix/cross-border-electricity-trading.

[83] ENTSO-E. *Day-ahead Prices* [online]. Data cen elektrické energie na spotovém trhu Francie (BZN|FR) dne 4. 4. 2022 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show?name=&defaultValue=false&viewType=GRAPH&areaType=BZN&atch=false&dateTime.dateTime=04.04.2022+00:00|CET|DAY&biddingZone.values=CTY|10YFR-RTE------C!BZN|10YFR-RTE------C&resolution.values=PT15M&resolution.values=PT30M&resolution.values=PT60M&dateTime.timezone=CET_CEST&dateTime.timezone_input=CET+(UTC+1)+/+CEST+(UTC+2).

[84] HÁBA, Tomáš. *Přednáška Rozpad synchronní zóny Kontinentální Evropa dne 8. 1. 2021 – Na hraně Blackoutu*. 13. 9. 2021.

[85] *Nařízení Komise (EU) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě* [online]. [vid. březen 2022]. Dostupné na https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN.

[86] ENTSO-E. *Continental Europe Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) Annex 5: Policy on Emergency and Restoration* [online]. 2019 [vid. únor 2022]. Dostupné na https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/safa/5_-_Policy__on_Emergency_and_Restoration.pdf.

[87] SPRECHER AUTOMATION. *SPRECON-E-C-SYNC, Synchro-check* [online]. 2017 [vid. únor 2022]. Dostupné na https://www.sprecher-automation.com/fileadmin/productsSolutions/Media/SPRECON-E-C-SYNC_12110127enF.pdf.

[88] ERCOT. *NERC Interconnections Map* [online]. [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.ercot.com/news/mediakit/maps.

[89] ERCOT. *About ERCOT* [online]. [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.ercot.com/about.

[90] POWEROUTAGE_US, účet na sociální síti Twitter. *Twitterový příspěvek a animace GIF shrnující počty výpadků v jednotlivých hodinách mezi daty 14. 2. 2021 a 19. 2. 2021 ve státu Texas* [online]. Zdroj dat: poweroutage.us, 24. 2. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://twitter.com/PowerOutage_us/status/1364366650393452544.

[91] ERCOT. *Final Seasonal Assessment of Resource Adequacy for the ERCOT Region (SARA) Winter 2020/2021* [online]. 2020 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.ercot.com/files/docs/2020/11/05/SARA-FinalWinter2020-2021.pdf`.

[92] ERCOT. *Fuel Mix Report: 2007–2020* [online]. Soubor IntGenbyFuel2020.xlsx v archivu FuelMixReport_PreviousYears.zip, 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.ercot.com/gridinfo/generation`.

[93] Choose Energy Team. *The 2021 Texas power crisis: A timeline* [online]. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.chooseenergy.com/news/article/the-2021-texas-power-crisis-a-timeline/`.

[94] ERCOT. *March 24, 2021 Hearing: "Power Struggle: Examining the 2021 Texas Grid Failure"* [online]. Přepis vyjádření tehdejšího prezidenta ERCOT Billa Magnesse k výpadkům v texaské síti, 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.ercot.com/files/docs/2021/03/24/Bill_Magness_Statement_to_US_House_and_Energy_Committee_March_24_2021.pdf`.

[95] National Weather Service. *DFW – Temperature Extremes* [online]. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.weather.gov/fwd/dgr8mxmn`.

[96] ERCOT. *News Release – ERCOT will end emergency conditions today* [online]. 19. 2. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.ercot.com/news/release?id=ee7cd076-09b9-39da-a9ba-4287028dc3eb`.

[97] ERCOT. *ERCOT Grid Operations, Wind Integration Report: 03/15/2021* [online]. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.ercot.com/gridinfo/generation/windandsolar v sekci Reports - Wind Integration Report`.

[98] ERCOT. *Fuel Mix Report: 2021* [online]. Soubor IntGenbyFuel2021.xlsx, 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.ercot.com/gridinfo/generation`.

[99] electricitymap.org. *Data výroby a spotřeby v síti ERCOT uložená platformou electricitymap.org v únoru 2020 a 2021* [elektronická pošta]. Data zaslána elektronickou poštou organizací electricitymap.org na vlastní žádost přes kontaktní formulář na webových stránkách https://electricitymap.org/contactform, 1. 4. 2022 10:01 [vid. duben 2022].

[100] ERCOT. *Update to April 6, 2021 Preliminary Report on Causes of Generator Outages and Derates During the February 2021 Extreme Cold Weather Event* [online]. 27. 4. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.ercot.com/files/docs/2021/04/28/ERCOT_Winter_Storm_Generator_Outages_By_Cause_Updated_Report_4.27.21.pdf`.

[101] U. S. Energy Information Administration (eia). *Wholesale electricity prices trended higher in 2021 due to increasing natural gas prices* [online]. 2022 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=50798`.

[102] Golding, Garrett a Anil Kumar. *Cost of Texas' 2021 Deep Freeze Justifies Weatherization* [online]. Federal Reserve Bank of Dallas, 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.dallasfed.org/research/economics/2021/0415.aspx`.

[103] U. S. Energy Information Administration (eia). *Texas uses natural gas for electricity generation and home heating*. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na `https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=47116##`.

[104] FERC, NERC. *February 2021 Cold Weather Grid Operations: Preliminary Findings and Recommendations* [online]. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.ferc.gov/media/february-2021-cold-weather-grid-operations-preliminary-findings-and-recommendations-full.

[105] Cities Aggregation Power Project, Inc. *The History of Electric Deregulation in Texas* [online]. 2010 [vid. březen 2022]. Dostupné na http://tcaptx.com/downloads/HISTORY-OF-DEREGULATION.pdf.

[106] Watson, Mark. *Texas regulators OK $5,000/MWh cap Jan. 1, replacing $9,000/MWh* [online]. 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/120221-texas-regulators-ok-5000mwh-cap-jan-1-replacing-9000mwh.

[107] Hellerstedt, John. *February 2021 Winter Storm-Related Deaths – Texas* [online]. Texas Department of State Health Services, 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.dshs.texas.gov/news/updates/SMOC_FebWinterStorm_MortalitySurvReport_12-30-21.pdf.

[108] Šantín, Vlastimil. *Simulace jevů způsobených připojováním a provozem větrných elektráren a farem* [online]. Disertační práce. Západočeská univerzita v Plzni. Fakulta elektrotechnická. Katedra elektroenergetiky a ekologie, 2012 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://dspace5.zcu.cz/bitstream/11025/1983/1/Disertacni%20prace%20-%20Santin.pdf.

[109] LuvSide. *Generators for Wind Turbine Applications – Part 2: How to Pick One* [online]. 2020 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.luvside.de/en/generators-how-to-pick-one/.

[110] Siemens.com. *Dlouhé Stráně: Český div vyvažuje elektrickou soustavu* [online]. [vid. duben 2022]. Dostupné na https://new.siemens.com/cz/cs/spolecnost/o-nas/pribehy-technologii-siemens-v-cesku/dlouhe-strane-cesky-div-vyvazuje-elektrickou-soustavu.html.

[111] Wikipedia, Den frie encyklopedi. *Liste over verdens største vannkraftverk* [online]. 2022 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://no.wikipedia.org/wiki/Liste_over_verdens_st%C3%B8rste_vannkraftverk.

[112] Iberdola. *Núñez de Balboa, the biggest photovoltaic plant in Europe* [online]. 2020 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.iberdrola.com/about-us/lines-business/flagship-projects/nunez-de-balboa-photovoltaic-plant.

[113] Sanjay, Priya. *With 2,245 MW of Commissioned Solar Projects, World's Largest Solar Park is Now at Bhadla* [online]. 2020 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://mercomindia.com/world-largest-solar-park-bhadla/.

[114] praha.eu. *Základní informace o Praze* [online]. [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.praha.eu/jnp/cz/co_delat_v_praze/o_praze/zakladni_informace/index.html.

[115] Zhou, Huangluolun. *Update: EU Energy Outlook 2050 – How will Europe evolve over the next 30 years?** [online]. listopad 2021 [vid. březen 2022]. Dostupné na https://blog.energybrainpool.com/en/update-eu-energy-outlook-2050-how-will-europe-evolve-over-the-next-30-years/.

[116] Rychlý, Oldřich. *Definování kategorií nových výrobních modulů k veřejné konzultaci dle NC RfG* [online]. ČEPS. Prezentace z workshopu VKP, 5. 5. 2017 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://slideplayer.cz/slide/17484174/.

[117] ČEZ, a.s. *U/Q REGULACE VÝROBEN* [online]. [vid. březen 2022]. Dostupné na https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-zakazniky/potrebuji-vyresit/pro-vyrobce/regulace-vyroben.

[118] oenergetice.cz. *Před měsícem zachránily Evropu před blackoutem klasické elektrárny* [online]. 2021 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://oenergetice.cz/elektrina/pred-mesicem-zachranily-evropu-pred-blackoutem-klasicke-elektrarny.

[119] Provozovatelé distribučních soustav. *Pravidla provozování distribučních soustav – Příloha 4* [online]. Schváleno ERÚ, 2020 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.egd.cz/sites/default/files/2021-01/p%C5%99%C3%ADloha%204%20%20Pravidla%20pro%20paraleln%C3%AD%20provoz%20v%C3%BDroben%20a%20akumula%C4%8Dn%C3%ADch%20za%C5%99%C3%ADzen%C3%AD%20-%2001%202021.pdf.

[120] Zenkner, Petr. *Chytré transformátory z Česka udrží síť stabilní. ČEZ do nich investuje dvě miliardy*. Hospodářské noviny, 2021 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://archiv.hn.cz/c1-66941450-chytre-transformatory-z-ceska-udrzi-sit-stabilni-cez-do-nich-investuje-dve-miliardy.

[121] Giraldez, Julieta a kol. *Phase I Microgrid Cost Study: Data Collection and Analysis of Microgrid Costs in the United States*. National Renewable Energy Laboratory, 2018 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/67821.pdf.

[122] Gracia, Jose R. a kol. *Hydropower Plants as Black Start Resources. Hydro WIRES. U. S. Department of Energy* [online]. 2019 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.energy.gov/sites/default/files/2019/05/f62/Hydro-Black-Start_May2019.pdf.

[123] Pistora, Martin. *RE: Informace do bakalářské práce – Blackstart* [elektronická pošta]. Message to: ceps@ceps.cz, 5. 4. 2022 19:51 [vid. 8. 4. 2022].

[124] Sobol, Vladislav – mluvčí skupiny ČEZ. *V případě blackoutu umožní elektrárna Dlouhé stráně black start* [online]. 5. 11. 2019 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/v-pripade-blackoutu-umozni-elektrarna-dlouhe-strane-black-start-68390.

[125] idnes.cz. *Záchrana při blackoutu. Náhradní zdroje umí nastartovat sebe i elektrárny* [online]. Pořad Rozstřel, 5. 6. 2020 [vid. duben 2022]. Dostupné na https://www.idnes.cz/technet/technika/stredocechum-pomuze-pri-blackoutu-teplarna-kladno.A200602_140753_tec_technika_vok.