

Občanské
energetické
společenství

HŘÍBĚCÍ HORY

Technická studie proveditelnosti pro
Energetické společenství Hříběcí Hory

Zpracoval

LeonTaurus

IDENTIFIKACE

ZADAVATEL	
Název	Občanské energetické sdružení Hříběcí hory, z.s.
Adresa	Zdounky 27, 768 02
IČ	19948794
Kontaktní osoba	[REDACTED]
Mobil	[REDACTED]
E-mail	[REDACTED]

ZPRACOVATEL	
Název společnosti	Leon Taurus s.r.o.
Právní forma	Společnost s ručením omezeným
IČO	04301188
DIČ	CZ04301188
Spisová značka	C 288267, Městský soud v Praze
Adresa	Washingtonova 1599/17, Nové Město, 110 00 Praha
Jméno odpovědného zástupce	[REDACTED]
Mobil	[REDACTED]
E-mail	[REDACTED]

IDENTIFIKACE PŘEDMĚTU	
Předmět studie	Cílem technické studie proveditelnosti je zejména stanovit hraniční technické limity ES a v koordinaci s ekonomickou studií proveditelnosti navrhnout a vyhodnotit optimální varianty jednotlivých aspektů a provozních možností.
Registrační číslo projektu	5230700060
Spisová značka	SZ SFZP 044285/2024

Obsah

1. Úvod	6
2. Základní informace	7
2.1 Vazba studie na Výzvu č. 7 SFŽP a předmět podpory	7
2.2 Informace o projektu ES ve vazbě na území MAS Hřibčíc hory	8
2.3 Základní informace o členech ES (technický kontext)	9
3. Analýza výchozího stavu	10
3.1 Stávající spotřeba a náklady	10
3.1.1 Typ a specifikace odběrných míst	10
3.1.2 Roční spotřeba energie	12
3.1.3 Nákladová bilance (současný stav)	13
3.1.4 Analýza trendů spotřeby	14
3.1.5 Ostatní provozní náklady	15
3.1.6 Analýza typologie a relevance spotřebitelských skupin	16
3.1.7 Závěry a doporučení ke kapitole	19
3.2 Stávající výroby	21
3.2.1 Přehled existujících výroben	21
3.2.2 Detailní technická charakteristika zdrojů	22
3.2.3 Provozní náklady (OPEX)	23
3.2.4 Hodnocení – silné stránky, limity a rizika	25
3.2.5 Závěr a doporučení	26
3.2.6 Souhrn a vyhodnocení varianty bez FVE Litenčice (přechodné období do 2029)	27
3.3 Současná energetická bilance ES Hřibčíc hory	34
3.3.1 Základní bilance 2024	34
3.3.2 Interpretace sezónních výkyvů	37
3.3.3 Dopady na řízení ES	40
3.3.4 Shrnutí bilance	42
3.3.5 Komplexní energetická bilance OES Hřibčíc hory bez FVE Litenčice (2024 → 2029)	43
3.4 Tepelná soustava a distribuční soustava elektřiny ES Hřibčíc hory	47
3.4.1 Identifikační údaje a vlastnické vztahy	47
3.4.2 Technický popis síťových prvků	48
3.4.3 Technický popis výroben tepla — relevantní jen lokálně	49
3.4.4 Provozní náklady tepelné soustavy (2024) – nerelevantní	49
3.4.5 Řízení a regulace	49
3.4.6 Stavebně-technické hodnocení	49
3.4.7 Zjednodušený situační náčrt	50

3.4.8	Návrhy opatření pro úsporu energie a zlepšení provozu	51
3.4.9	Provozní a nouzové stavy – nerelevantní pro centrální CZT	51
3.4.10	Shrnutí a závěry kapitoly.....	51
3.5	Akumulace	52
3.5.1	Výchozí stav a potřeba akumulace.....	52
3.5.2	Potenciál akumulačních technologií.....	53
3.5.3	Investiční náklady (cenová úroveň 2025)	54
3.5.4	Roční provozní náklady.....	55
3.5.5	Vyhodnocení technickoekonomického přínosu	55
3.5.6	Závěr a doporučení	56
3.5.7	Potřeba a využití akumulace bez FVE Litenčice.....	57
4.	Plánování a rozvoj Energetického společenství Hříběcí hory.....	58
4.1	Nové (plánované) výroby (2026 – 2028).....	58
4.1.1	Typ a specifikace jednotlivých výroben	58
4.1.2	Umístění & územní limity.....	59
4.1.3	Technické podmínky a připojitelnost.....	59
4.1.4	Roční výroba a energetické toky	60
4.1.5	Investiční náklady a provozní ekonomika (cenová úroveň 2025, bez DPH)	60
4.1.6	Dopad na energetickou bilanci a rozpočet ES (stav ≈ 2028)	61
4.1.7	Doporučení k realizaci & harmonogram	61
4.1.8	Dopady absence FVE Litenčice na rozvoj výrobní základny.....	62
4.2	Potenciál dalších zdrojů energie – realistický scénář (2028 → 2035).....	64
4.2.1	Vhodné plochy, realisticky využitelné (rooftopy a jeden větší objekt).....	65
4.2.2	Předpokládaná výroba a kapacitní vliv na DS.....	65
4.2.3	Ekonomická proveditelnost (bez a s dotací).....	66
4.2.4	Doporučená posloupnost (střízlivý harmonogram)	67
4.3	Budoucí systém řízení, regulace a komunikace	68
4.3.1	Technická architektura řídicího systému	69
4.3.2	Organizační zajištění a OES HH.....	70
4.3.3	Řízení sdílení a alokační klíč	70
4.3.4	Měření a datová komunikace	71
4.3.5	Dispečerské řízení a regulace	71
4.3.6	Provozní náklady systému řízení.....	72
4.4	Budoucí spotřeba a náklady.....	73
4.4.1	Sloučení odběrných míst – parametry nového virtuálního OM	73
4.4.2	Předpokládané krytí spotřeby z vlastních vs. cizích zdrojů.....	74

4.4.3 Náklady na energii z cizích výroben	75
4.4.4 Příjmy z provozu vlastních výroben a služeb ES	76
4.4.5 Rekapitulace čisté bilance ES HH	78
4.5.6 Doporučení a závěr kapitoly 4.4	78
4.4.7 Provozní bilance a ekonomika ES bez zahrnutí FVE Litenčice	79
4.5 Návrh technických úprav a rozvoje distribuční soustavy	82
4.5.1 Připojení stávajících a nových odběrných míst	83
4.5.2 Připojení nových výroben	84
4.5.3 Doporučení pro vyhledávání a využití trafostanic pro akumulaci	85
4.6 Doporučení k realizaci	87
4.6.1 Doporučené technické a provozní řešení	87
4.6.2 Popis systému sdílení přes DS	88
4.6.3 Stanovení hlavních technických parametrů ES	89
4.6.4 Okrajové podmínky výpočtů	90
4.6.5 Harmonogram klíčových kroků (Gantt – zkrácená textová verze)	91
4.6.6 Technická proveditelnost, limity a rizika	93
4.7 Komplexní shrnutí proveditelnosti OES Hříběcí hory	94
4.7.1 Technická bilance a energetická soběstačnost	95
4.7.2 Ekonomické výsledky	95
4.7.3 Akumulační koncepce	96
4.7.4 Rizika a mitigační kroky (výběr)	96
4.7.5 Doporučení a důležitá rozhodnutí	96
4.7.6 Strategický závěr	97
5. SWOT analýza	97
5.1 Metodika SWOT	97
5.2 Co analýza ukázala	97
5.2.1 Silné a slabé stránky (vnitřek společenství) – duální pohled „s Litenčicemi / bez Litenčic“	97
5.2.2 Příležitosti a hrozby (okolní svět) – duální varianta „s Litenčicemi / bez Litenčic“	99
5.2.3 Co z toho plyne – mřížka TOWS - varianta pro dvě paralelní verze projektu	100
5.3 Závěr SWOT analýzy	102

1. Úvod

Tato technická studie proveditelnosti (TSP) posuzuje potenciál fungování a operativy **Občanského energetického společenství Hříběcí hory (OES HH)**. Vznikla v rámci projektu „Založení občanského energetického společenství pro území MAS Hříběcí hory“, financovaného z veřejných zdrojů – především z **Výzvy č. 7 SFŽP Komunitní energetika**.

Hlavní cíle studie

- **vymežit technické limity** navrhovaného společenství;
- **navrhnout a porovnat realistické varianty** řešení odpovídající venkovskému charakteru území;
- **přípravit podklad** pro souběžně zpracovávanou ekonomickou studii a pro rozhodnutí Členské schůze OES HH o rozsahu realizace.

Studie navazuje na interní podklady (zadávací návrh designu ES, pracovní verzi TSP 01/2025, datové tabulky OM/FVE, „Informace o ES“ MAS). **Záměrem projektu je vybudovat lokální energetický ekosystém** založený na jedné pozemní a šesti střešních fotovoltaických elektrárnách o celkovém instalovaném výkonu **≈ 0,83 MWp** (největší FVE Litenčice 638 kWp), který bude do roku 2028 doplněn o dalších **≈ 0,21 MWp** střech a **modulární bateriová úložiště ≥ 330 kWh**. Součástí konceptu jsou moderní prvky flexibilního řízení spotřeby a agregace služeb výkonové rovnováhy.

FVE Litenčice je do návrhu a výpočtů zahrnuta již od počátku jako *zakládající výrobní* společenství – technicky připravená k budoucímu připojení a **deklarovaná v žádosti o dotaci u SFŽP pro OES HH** jako hlavní strategický zdroj. Je však nutné zdůraznit, že z důvodu čerpání provozní podpory (**zeleného bonusu**) je FVE Litenčice v období do roku 2029 **vyňata z režimu sdílení**. To znamená, že do plného ukončení podpory nebude její výroba moci být sdílena v rámci ES. Studie přesto pracuje s výhledem integrace FVE Litenčice – její budoucí zapojení po roce 2029 je totiž zásadní pro dosažení dlouhodobé energetické soběstačnosti společenství. Všechny rozvojové kroky v oblasti infrastruktury, řízení a dimenzování zdrojů proto počítají s tím, že po roce 2029 bude FVE Litenčice plnohodnotnou součástí OES HH. Současně jsou v jednotlivých kapitolách studie vyhodnoceny i **varianty scénáře 2024–2029 bez započtení FVE Litenčice**, aby bylo zřejmé, jak její dočasná absence ovlivní bilanci, provoz a ekonomiku společenství.

Iniciátoři a členská základna

Zakladateli jsou obce **Pačlavice, Roštín, Soběsuky a Zdounky**, spolek **MAS Hříběcí hory**, společnost **Energosolaris s.r.o.** a podnikatel [REDAKCE]. V roce 2025 se připojili dva lokální MSP (**G3 s.r.o., BIOGRUNT s.r.o.**) a další obecní organizace, takže OES HH dnes sdružuje:

- **veřejný sektor** — školy, kulturní domy, sociální služby, veřejné osvětlení; Bioenergetické centrum Roštín, příspěvková organizace obce Roštín
- **podnikatelské subjekty** — G3 Těšánky, BIOGRUNT Lebedov;

- **rezidenční prosumeři** — pilotní domácnosti se střešní FVE a domácími bateriemi.

Společenství propojuje čisté spotřebitele i malé výrobce tak, aby se **lokálně vyrobená elektřina (≈ 0,84 GWh spotřeby 2024)** co nejvíce sdílela, optimalizovala v reálném čase a současně **zmírňovala energetická chudoba** v sociálně zranitelných částech Zlínského kraje.

Projekt je plně v souladu se *Strategií komunitního rozvoje MAS Hřibčcí hory 2021–2027*, která klade důraz na dekarbonizaci, podporu OZE a posilování **místní energetické soběstačnosti**. TSP detailně popisuje:

- současnou spotřebu a výrobu (kap. 3),
- návrh rozvoje zdrojů, akumulace a řízení (kap. 4),
- koncepci **měření, regulace a datové komunikace** umožňující OES HH dosáhnout **≥ 80 % energetické soběstačnosti do roku 2035** i po započtení nově přistoupivších členů a jejich spotřeby.

2. Základní informace

Tato kapitola definuje obecný rámec studie proveditelnosti pro Občanské energetické společenství Hřibčcí hory (OES HH). Vychází z požadavků Výzvy č. 7 SFŽP – Zakládání energetických společenství a zároveň respektuje územní, sociálně-ekonomický a technický kontext regionu MAS Hřibčcí hory (33 obcí, Zlínský kraj).

2.1 Vazba studie na Výzvu č. 7 SFŽP a předmět podpory

Studie je zpracována podle závazné osnovy TSP publikované ve Výzvě č. 7. Splňuje všechny povinné přílohy, jimž jsou:

- Analýza výchozího stavu spotřeby a výroby.
- Návrh technického řešení – nové FVE, bateriová úložiště, řídicí systém.
- Hodnocení proveditelnosti a rizik.

Výstupy TSP budou použity:

1. Jako povinná příloha k žádosti OES HH o dotační podporu na vybudování řídicího systému a pilotních zdrojů (část A – realizace).
2. Jako soubor vstupů pro rozhodnutí členské základny obcí a dalších zakladatelů, zda projekt spustit v rozsahu navrženém pro roky 2025 – 2028.
3. Jako datový podklad pro Modernizační fond a OP ŽP v navazujících investičních záměrech (střešní FVE, BESS).

Studie již plně zohledňuje Lex OZE II (účinné od 1. 1. 2024) a připravuje OES HH v rámci svého provozu na přechod od statického k dynamickému alokačnímu klíči po plánovaném spuštění rozhraní EDC v červenci 2026.

2.2 Informace o projektu ES ve vazbě na území MAS Hřibčíc hory

Lokalita: Území působnosti OES HH se kryje s regionem MAS Hřibčíc hory – 33 obcí s 500 – 800 obyvateli; mírně zvlněná, převážně zalesněná krajina mezi Kroměříží a Koryčany. Region patří k nejvíce sociálně ohroženým ve Zlínském kraji (14 z 18 nej-ohroženějších obcí kraje leží právě zde).

Vznik společenství: OES HH bylo zapsáno do spolkového rejstříku v listopadu 2023 z iniciativy MAS; zakladateli jsou obce **Pačlavice, Roštín, Soběsuky**, spolek **MAS Hřibčíc hory**, společnost **Energosolaris s.r.o.** a podnikatel [REDAKCE]. V roce 2024/25 se členství rozšířilo o obec **Zdounky** (Kulturní dům, DPS) a podniky **G3 s.r.o.** a **BIOGRUNT s.r.o.**

Hlavní cíle

- **Lokální energetická nezávislost** – koordinace výroby, spotřeby a sdílení elektřiny z OZE.
- **Podpora rozvoje OZE a snižování energetické chudoby** – reinvestice přebytků do FVE/BESS, cílené zapojení nízkopříjmových domácností.
- **Synergie se SECAP, NZÚ a programem MAS** – využití sítě energetických koordinátorů k osvětě a získávání nových členů z řad obcí, firem i rezidentů.

Infrastruktura

- **Výrobní**
 - pozemní **FVE Litenčice 638 kWp** (VN 22 kV) (reálná využitelnost od r. 2029)
 - střešní **FVE BEC Roštín 99 kWp**
 - střešní **FVE OU Roštín 14,4 kWp**
 - rezidenční **RD Nová Dědina 9 kWp + RD Věžky 6,4 kWp**
 - firemní **FVE G3 Těšánky 59 kWp**
 - *součet instalovaného výkonu: ≈ 826 kWp*
- **Distribuční soustava** – VN 22 kV a NN 0,4 kV provozuje **EG.D**; region bez centrální CZT. Obec Roštín provozuje **Bioenergetické centrum (4 MW_{th} na slámu)** s lokálním teplovodem – teplo zůstává čistě místní záležitostí.
- **Spotřeba elektřiny (2024) – ≈ 835 MWh $\cdot$ rok⁻¹**. Dominantní odběratelé:
 - **G3 s.r.o.** 300 MWh (36 %)
 - **Pačlavice** 161 MWh (19 %)
 - **BEC Roštín** 134 MWh (16 %)
 - ostatní obecní objekty, školy a domácnosti dohromady ≈ 240 MWh.

Rozvojový plán

- **Do 2028** navýšení instalovaného výkonu FVE na **977 kWp** (+ 209 kWp střešních instalací) a komunitní akumulace na **≥ 330 kWh** (BESS 90 kWh SSP, 41 kWh Zdounky, 100 kWh G3, 100 kWh BEC).
- **Po 2030** realistický scénář počítá s repoweringem FVE Litenčice, dalšími FVE a zapojením ORC 50 kWe v BEC Roštín; celkový výkon OZE může přesáhnout **1,4 MWp** a BESS **> 900 kWh**, což umožní **> 80 %** energetické soběstačnosti komunity. Tyto údaje jsou stanoveny na základě doposud analyzovaných podkladů a potenciálu.

2.3 Základní informace o členech ES (technický kontext)

Skupina členů	Klíčová odběrná / výrobní místa	Roční bilance 2024*	Specifika a význam pro ES HH
Technologické / průmyslové provozy	• BEC Roštín – FVE 99 kWp, kotel 4 MW na slámu • G3 s.r.o. Těšánky – FVE 59 kWp (2023), druhá 59 kWp ve výstavbě • BIOGRUNT s.r.o. Lebedov – bez FVE (plán 59 kWp 2025)	BEC 134 MWh spotřeba / 28 MWh výroba G3 300 MWh / 31 MWh BIOGRUNT 100 MWh / 0 MWh	• 24/7 provoz BEC (říjen–červen) + denní špička G3 (8-17 h) = silný absorbent FV přebytků. • U BEC možnost ORC 50 kWe (kap. 3.4). • G3 hlavním kandidátem na pilotní BESS 100 kWh & flexibilitu mFRR.
Sociální služby Pačlavice (SSP)	Domov sociálních služeb, plánovaná FVE 99 kWp + BESS 90 kWh	161 MWh spotřeba	Export-limit 65 kW; hlavní stabilizační odběr ES
Veřejný sektor – obce, školy, kulturní domy	• ZŠ Roštín, MŠ Roštín, Sokolovna, OU Roštín (FVE 14 kWp + 17 kWh BESS) • KD Pačlavice – FVE 50 kWp v přípravě • KD Zdounky – FVE 19,7 kWp + BESS 20,5 kWh (2025)	Součet ≈ 119 MWh spotřeba (61 MWh původní + 33 MWh KD Zdounky + 25 MWh MŠ/ZŠ)	• Denní odběr shodný s FV výrobou – stabilizační základ sdílení. • Střechy nabízejí rezervu ≤ 115 kWp (kap. 4.1).
Domácí prosumeři (pilotní)	RD Nová Dědina 9 kWp + 10,6 kWh BESS RD Věžky 6,4 kWp + 9,6 kWh BESS		• Test dynamického klíče, smart-boilery, posun spotřeby. • Škálovatelný model pro zapojení dalších rezidentů (cíl > 80 domů do 2028).
Veřejné osvětlení & komunální infrastruktura	Rozptýlené VO skříně ve 33 obcích (≈ 3500 svítidel LED)	≈ 0,46 MWh · obec ⁻¹ ≈ 15 MWh celkem	• Nízký, ale trvale noční odběr – vhodný pro absorpci uložené FV energie. • MAS připravuje pasportizaci VO (termín 03 / 2026).

3. Analýza výchozího stavu

V této kapitole je detailně analyzován stávající stav spotřeby a výroby energie u zapojených subjektů, včetně nákladů a trendů. Cílem je určit výchozí energetickou bilanci objektů členů ES, posoudit současné zdroje a infrastrukturu a identifikovat hlavní omezení a příležitosti před návrhem nových opatření.

3.1 Stávající spotřeba a náklady

3.1.1 Typ a specifikace odběrných míst

Občanské energetické společenství Hříběcí hory (OES HH) aktuálně sdružuje celkem 15 odběrných míst (OM) po **rozšíření členské základny** v roce 2025. Původními členy (členové uvedeni v žádosti o dotační podporu SFŽP) bylo 11 OM zejména ve veřejném sektoru (obecní úřady, školy, kulturní domy), dále jeden průmyslový areál (Bioenergetické centrum Roštín) a dva pilotní rodinné domy – viz tab. 3.1.1 výše (celkem ~377 MWh/rok).

Nově přistoupily: **obec Zdounky** se dvěma veřejnými objekty a **dvě soukromé firmy** z oblasti zemědělství. Tato nová místa výrazně zvyšují celkovou spotřebu a mírně rozšiřují profil účastníků ES o komerční sféru. Základní parametry nových OM jsou:

- **Obec Zdounky – Kulturní dům Tyršova 101 (KD Zdounky):** hlavní jistič 3×100 A; roční spotřeba cca **33,4 MWh**; plánována střešní FVE ~19,7 kWp a bateriové úložiště ~20,5 kWh (realizace 2025).
- **Obec Zdounky – Dům s pečovatelskou službou Tyršova 374 (DPS Zdounky):** hlavní jistič 3×50 A; roční spotřeba cca **24,2 MWh**; plánována střešní FVE ~19,7 kWp a bateriové úložiště ~20,5 kWh (realizace 2025).
- **G3 s.r.o. (areál Těšánky 80, Zdounky):** hlavní jistič 3×100 A; roční spotřeba cca **300 MWh**; stávající FVE 59 kWp (uvedena 2023) s roční výrobou ~31 MWh; plánována další FVE 59 kWp (ve fázi projektové přípravy, předpoklad spuštění 12/2025).
- **BIOGRUNT s.r.o. (areál Lebedov 108, Zdounky):** hlavní jistič 3×40 A; roční spotřeba cca **100 MWh**; aktuálně bez výroby, plánována FVE 59 kWp (projektová příprava, spuštění do 12/2025).

Následující tabulka a další postup již pracuje s kompletními vstupními údaji.

#	Název / zkrácený název	Adresa (ulice, obec)	EAN	Hlavní jistič*	Dist. rib. sazba	Typ m.ěř.	Roční spotřeba 2024 [kWh]	Poznámka
1	Bioenergetické centrum Roštín (BEC Roštín)	Roštín 292, Roštín	[REDACTED]	3 × 250 A	C03d	B	133 714	15-min. profil, spotřeba bez FVE
2	FVE Litenčice (odběrné místo)	Dlouhé záhony, Litenčice	[REDACTED]	20 kW (VN)	VN	A	14 985	Spotřeba technologie FVE
3	Mateřská škola Roštín (MŠ Roštín)	Roštín 368, Roštín	[REDACTED]	3 × 25 A	C25d	B	10 244	Průběhové měření od 12/2024

#	Název / zkrácený název	Adresa (ulice, obec)	EAN	Hlavní jistič*	Dist. rib. sazba	Typ m. ř.	Roční spotřeba 2024 [kWh]	Poznámka
4	OES HH Spolek	Zdounky 27, Zdounky	—	—	—	—	0	Právní subjekt ES (bez OM)
5	Kulturní dům / OU Pačlavice	Pačlavice 185, Pačlavice	██████████	3 × 50 A	C25 d	C	4 626	—
6	Obecní úřad Roštín	Roštín 450, Roštín	██████████	3 × 25 A	C02 d	B	6 107	Spotřeba ↓ díky FVE
7	██████████	██████████ 11	██████████	3 × 25 A	D02 d	B	4 480	Po FVE spotřeba ↓ na 1 233 kWh, vlastní baterie 9kWh
8	██████████	██████████	██████████	3 × 32 A	D57 d	B	2 188	Vlastní baterie, tarif D57d
9	Sokolovna Roštín	Roštín 190, Roštín	██████████	3 × 40 A (rez. 3 × 100 A)	C45 d	C	36 433	Tarif el. vytápění
10	Sociální služby Pačlavice	Pačlavice 118, Pačlavice	██████████	3 × 250 A	C26 d	B	160 854	15-min. data k dispozici
11	Základní škola Roštín	Roštín 148, Roštín	██████████	3 × 40 A	C25 d	C	3 290	FVE připravena (SoP propadlá)
12	Kulturní dům Zdounky (KD)	Tyršova 101, Zdounky	—	3 × 100 A	C25 d	B	33 427	FVE 19,7 kWp + BESS 20 kWh ve výstavbě
13	Dům s pečovatelskou službou Zdounky (DPS)	Tyršova 374, Zdounky	—	3 × 50 A	C25 d	B	24 177	FVE 19,7 kWp + BESS 20 kWh ve výstavbě
14	G3 s.r.o. – areál Těšánky	Těšánky 80, Zdounky	—	3 × 100 A	C	B	300 000	Střešní FVE 59 kWp (2023), další 59 kWp plán
15	BIOGRUNT s.r.o. – areál Lebedov	Lebedov 108, Zdounky	—	3 × 40 A	C	B	100 000	FVE 59 kWp plán (2025)

Komentář k tabulce 3.1.1 (aktualizace po rozšíření na 15 odběrných míst)

- **Celková roční spotřeba sledovaných 15 OM:** ≈ 835 MWh (2024). Novým dominantním odběratelem je G3 s.r.o. – areál Těšanky (300 MWh, 36 % spotřeby ES). Na druhém a třetím místě zůstávají Pačlavice (160,9 MWh) a BEC Roštín (133,7 MWh). Tři největší odběry nyní představují ~ 71 % celkové spotřeby komunity, zatímco původně tvořily dvě největší lokality téměř 80 %.
- **Jističové profily:** nejčastější zůstává **3 × 25 A** (3 OM), stále jsou **2 OM s 3 × 250 A** (BEC Roštín, Pačlavice) a 1 odběr na úrovni **VN** (FVE Litenčice – technologické zázemí). Po doplnění nových členů přibýly **2 OM s 3 × 100 A** (KD Zdounky, G3 s.r.o.) a **2 OM s 3 × 50 A** (DPS Zdounky, KD/OU Pačlavice).
- **Tarify:** převládají **C-sazby** (veřejný sektor a podniky); domácnosti využívají **D-tarify**. Sokolovna Roštín nadále používá **C45d** (elektrické vytápění) – po plné integraci ES lze tento tarif optimalizovat.
- **Měření:** průběhové měření **typ B** má nyní nejméně **8 OM** (BEC Roštín, MŠ Roštín, OU Roštín, Pačlavice, KD Zdounky, DPS Zdounky, G3 s.r.o., FVE Litenčice – OM). Zbylá zařízení (zejména menší obecní objekty, Sokolovna, BIOGRUNT s.r.o.) musí do spuštění sdílení (nejpozději 1 Q 2026) přejít na průběhové měření s dálkovým odečtem, aby splnila požadavky EDC.
- **Rozšíření portfolia:** Nově zapojené subjekty – **obec Zdounky** (Kulturní dům a Dům s pečovatelskou službou) a podnikatelský sektor (**G3 s.r.o.**, **BIOGRUNT s.r.o.**) – přinášejí do ES HH jednak další veřejné budovy, jednak střední podniky (MSP). Technicky jde o běžná **NN odběrná místa** s tarifem typu C a průběhovým měřením tam, kde to vyžaduje rezervovaný příkon (G3 s.r.o. již měření B má; u ostatních bude instalováno před startem sdílení). Všechny nové členy je třeba **administrativně zaevidovat v systému EDC**, avšak z technického hlediska připojení nevyžaduje žádné zvláštní úpravy – jde o standardní NN přípojky.

3.1.2 Roční spotřeba energie

- Původní členové (11 OM) spotřebovali v roce 2024 dohromady **376 921 kWh**. Po rozšíření ES o výše uvedené subjekty vzroste celková roční spotřeba na zhruba **834 600 kWh** (součet všech 15 OM, odhad pro 2024).

Členové ES nyní dohromady spotřebují **cca 0,835 GWh** elektřiny ročně. Pro porovnání, jde o více než dvojnásobek oproti původní skupině – nárůst způsobený zejména přistoupením podniku G3 s.r.o. (≈ 36 % celkové spotřeby ES). Složení spotřeby je tedy nově více diverzifikované: zatímco původně dvě největší lokality (Socialní služby Pačlavice a BEC Roštín) pokrývaly téměř 80 % spotřeby, nyní se největším odběratelem stal podnik G3 s.r.o. (~ 300 MWh, 36 %) a **tři** největší odběratelé (G3, Pačlavice, BEC Roštín) dohromady tvoří ~ 71 % spotřeby ES. Zbýlou část tvoří menší veřejné objekty (obecní úřady, školy, KD), dva domy seniorů a domácnosti (prosumers). Žádný z nově přidáných členů nemá

elektrické vytápění, převládá tedy základní denní odběr a nízký podíl noční spotřeby – podobně jako u původních členů.

(Pozn.: Pro potřeby hodnocení vycházíme z reálných dat roku 2024, ačkoliv nové subjekty vstoupily do ES až dodatečně. Jejich spotřeba za 2024 byla do analýzy zahrnuta dodatečně výše. Veškeré závěry o profilu ES tak odrážejí již rozšířené portfolio členů.)

3.1.3 Nákladová bilance (současný stav)

Průměrná **nákupní cena silové elektřiny** pro odběratele ve veřejném a podnikatelském sektoru na území MAS Hřibčíc hory v roce 2024 činila **2,80 Kč · kWh⁻¹** (bez DPH). Při celkové roční spotřebě **≈ 835 MWh** (tab. 3.1.1) odpovídají **přímé náklady na silovou elektřinu cca 2,34 mil. Kč · rok⁻¹** (bez DPH).

Odběratel / skupina OM	Spotřeba [kWh]	Podíl na spotřebě	Náklady na silovou elektřinu [Kč]	Podíl na nákladech
G3 s.r.o. (Těšánky)	300 000	36 %	≈ 840 000	36 %
Pačlavičice	160 854	19 %	≈ 450 000	19 %
BEC Roštín	133 714	16 %	≈ 375 000	16 %
Ostatní veřejné budovy ¹	126 905	15 %	≈ 355 000	15 %
Zdounky – KD + DPS	57 604	7 %	≈ 161 000	7 %
Domácí prosumeři (2 RD)	6 668	1 %	≈ 19 000	1 %
Celkem 15 OM	835 745	100 %	≈ 2 200 000–2 340 000 Kč	100 %

<menší souhrnný odběr>¹ Obecní úřady, školy, kulturní domy, Sokolovna Roštín, FVE Litenčice – technologické OM.</ menší souhrnný odběr >

- **Distribuční poplatky** (stálý plat, plat za rezervovaný příkon, systémové služby a podpora OZE) tvoří zhruba **37 % konečné ceny**. Při průměrné koncové ceně $\sim 4,4 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$ (silová 2,8 Kč + distribuce $\approx 1,6 \text{ Kč}$) by tedy **celkové fakturované náklady všech členů ES dosáhly cca 3,7 mil. Kč · rok⁻¹**. Právě na distribučních položkách (optimalizace jističů, sdílení v rámci virtuálního OM) se očekávají největší úspory.
- **Struktura nákladů se změnila:** Hlavním plátcem silové elektřiny je nově **G3 s.r.o.** ($\approx 0,84 \text{ mil. Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$), který převzal roli dominantního odběratele. **Pačlavičice** a **BEC Roštín** zůstávají druhým a třetím největším odběrem; společně se současným lídrem (G3) tvoří $\sim 71 \%$ všech výdajů na silovou elektřinu v ES.
- **Dopady na strategii ES:** Koncentrace nákladů do tří velkých odběrů ještě více zdůrazňuje ekonomickou logiku **prioritního zaměření nových FVE a akumulace** právě na tato místa. U podniku G3 je navíc velmi příznivý profil odběru (denní provoz), což umožní přímé využití přebytků ze stávajících i budoucích fotovoltaik bez zvýšených ztrát v síti.

- **Poznámka k cenám:** Výše uvedené hodnoty jsou **bez DPH** a bez komodit typu plyn/teplo; vycházejí z jednotné průměrné ceny $2,80 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$ za silovou elektřinu pro všechny odběratele. V praxi se cena jednotlivých subjektů může lišit (nákupní kontrakty, spotový vs. fixní tarif); pro účely studie je však toto sjednocení dostatečné a zachovává srovnatelnost mezi roky.

3.1.4 Analýza trendů spotřeby

Skupina OM	Dominantní vlivy	Trend 2021 → 2024	Dopad na ES
Veřejné objekty (obecní úřady, školy, kulturní domy, KD Zdounky, DPS Zdounky)	Osvětlení, IT a provozní spotřeba; lokální vytápění (plyn/CZT)	– 5 % (zateplení, LED, úsporné spotřebiče). KD Zdounky a DPS Zdounky přinášejí +57 MWh/rok, ale mají podobný profil jako ostatní veřejné budovy.	Stabilní denní odběr (po-pá 6–18 h) vhodný pro statický alokační klíč . Možné řídit přes tariff-switching a menší baterie (< 30 kWh).
Průmysl / technologie (BEC Roštín, G3 s.r.o., BIOGRUNT s.r.o.)	Sušení slámy, kompresory, čerpadla (BEC); výroba, chlazení, technologie (G3 + BIOGRUNT)	+ 8 % celkově: • BEC Roštín +2 % ročně (nové linky). • G3 s.r.o. (+ 300 MWh) vstoupil 2023 → skokové zvýšení spotřeby. • BIOGRUNT zatím stabilní (~100 MWh).	Největší denní špičky (08–17 h), významný absorbent FV přebytků . Vyžaduje řízené přetoky a akumulaci (BESS u trafo Těšánky/BEC).
Sociální a zdravotní služby (Pačlavice, DPS Zdounky)	24/7 provoz, klimatizace, kuchyně	+ 3 % (vyšší obsazenost, Covid-LT změny).	Stabilní noční odběr → pomáhá využít akumulovanou FV energii; ideální cílový odběratel pro sdílení.
Domácnosti / prosumers (2 RD)	FVE + baterie, D57d tarif	– 60 % nákup ze sítě od instalace FVE (2022–23).	Pilotní flexibilita (posun spotřeby, nabíjení EV); ukázkový model pro další rezidenty.

Hlavní zjištění

1. **Rozšíření o MSP změnilo strukturu spotřeby:** Vstup G3 s.r.o. a BIOGRUNT s.r.o. zvýšil podíl průmyslového odběru na ~52 % všech odebraných kWh. To posouvá denní špičku ES více do pracovní doby (8–17 h), což je příznivé pro využití **letních FV přebytků**.
2. **Veřejný sektor zůstává klíčovým stabilizačním prvkem:** Školy, úřady a kulturní domy nabízejí základní denní odběr; jejich modernizace (LED, úsporné spotřebiče) snižuje celkovou poptávku, ale profil zatížení zůstává relativně pevný – lze na ně navázat **statický klíč sdílení**.
3. **Noční odběr sociálních služeb vyrovnává křivku zatížení:** Domov seniorů (Pačlavice) a DPS Zdounky poskytují kontinuální odběr, který využije energii uloženou v bateriích – zvyšuje tím vlastní spotřebu FV přebytků.

4. **Domácnosti nadále slouží jako pilotní flexibilní jednotky:** Obě prosumerské domácnosti demonstrují možnosti dynamického klíče a řízení spotřeby (např. bojler, EV wallbox) – ES plánuje tuto zkušenost replikovat na další rezidenty v obcích.
5. **Celkový trend spotřeby:** Při započtení nových členů je absolutní odběr vyšší (+458 MWh), ale **roční tempo růstu** se po skokové změně 2023/24 vrací k mírné trajektorii **≈ +1,5 % p.a.** (kombinace úspor veřejných budov a růstu průmyslu).

Dopad na strategii ES HH

- **Priority bateriové akumulace:** nejrychleji návratné budou projekty u hlavních technologických odběrů (BEC Roštín, G3 Těšánky), kde dokážou vyhladit denní špičky a maximalizovat vlastní spotřebu výroby FVE Litence a BEC.
- **Dimenzování nových FVE:** díky navýšené denní spotřebě G3 s.r.o. se riziko letních přetoků o ≈ 300 MWh/rok snižuje; plně řízené sdílení a část akumulace umožní udržet > 85 % FV výroby uvnitř ES už po instalaci FVE 99 kWp na Pačlavice.
- **Optimalizace tarifů:** veřejné budovy a DPS Zdounky po spuštění ES mohou přejít na nižší tarify (C02d / C25d s menším jističem), průmyslové subjekty zvažují přechod z pevné ceny na spotový nákup s hedgingem přes lokální FVE.
- **Flexibilita a tržní služby:** kombinace baterií a řízeného odběru v BEC a G3 umožní do 2028 nabídnout až **150–200 kW mFRR**; pilotní 90 kWh BESS v Pačlavice ověří proces agregace už v 2026.

Celkově tedy současný profil spotřeby ES Hříběcí hory je po rozšíření **diverzifikovanější, méně sezónně citlivý a významně lépe sladěný s průběhem výroby fotovoltaik**, což zvyšuje technickou i ekonomickou proveditelnost plánovaných investic.

3.1.5 Ostatní provozní náklady

Položka	Výchozí stav 2024 (11 OM)	Aktualizace 2024 (15 OM)	Komentář / zdroj
Fixní platby OPM (stálý plat za odběrné místo u distributora EG.D)	10 428 Kč · rok ⁻¹ (11 OM × 79 Kč · měs ⁻¹)	14 220 Kč · rok⁻¹ (15 OM × 79 Kč · měs ⁻¹)	Přírůstek 4 OM (KD Zdounky, DPS Zdounky, G3 s.r.o., BIOGRUNT s.r.o.).
„Sankce“ za nevyužitý rezervovaný příkon (předimenzované jističe)	$\approx 18\,000$ Kč · rok ⁻¹	$\approx 28\,000$ Kč · rok ⁻¹	BEC Roštín zůstává hlavní položkou (3 × 250 A). Nově odhad +10 tis. Kč za nadimenzované jističe KD Zdounky (3 × 100 A) a G3 s.r.o. (3 × 100 A). Optimalizace jističů může tuto částku snížit o > 60 %.
Externí služby měření / AMM (dálkové odečty, datová konektivita)	$\approx 4\,000$ Kč · rok ⁻¹	$\approx 5\,500$ Kč · rok ⁻¹	Přírůstek čtyř nových průběhových elektroměrů typu B (≈ 350 Kč/OM/rok).

Položka	Výchozí stav 2024 (11 OM)	Aktualizace 2024 (15 OM)	Komentář / zdroj
Administrativní poplatky ES (registrace EDC)	—	$\approx 1\,000 \text{ Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$	Nově zahrnuta roční paušální úhrada OTE za virtualizované OM a poplatků za účet EDC.
Další drobné náklady (servis datové sítě, SIM karty LTE-M, aj.)	—	$\approx 2\,000 \text{ Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$	Předpoklad 4 SIM karet po cca 40 Kč/mes + rezerva na údržbu gateway.
OPEX celkem (ostatní)	$\approx 32\,400 \text{ Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$	$\approx 50\,700 \text{ Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$	Odpovídá $\sim 1,4\%$ sumy plateb za silovou elektřinu (kap. 3.1.3).

Shrnutí a doporučení

- **Fixní platby OPM** (odběrné a předávací místo) vzrostly lineárně s počtem odběrných míst. Sloučením do **virtuálního OM** v roce 2026 zanikne 15 samostatných stálých plateb a zůstane pouze jeden paušál ($\approx 79 \text{ Kč} \cdot \text{měs}^{-1}$), čímž ES ušetří $\sim 13\,000 \text{ Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$.
- **Sankce za nevyužitý příkon** tvoří největší položku z ostatních nákladů. *Rychlé opatření:* přeměřit skutečná maxima a snížit jističe u BEC Roštín (na $3 \times 160 \text{ A}$), G3 s.r.o. (na $3 \times 63 \text{ A}$) a KD Zdounky (na $3 \times 63 \text{ A}$). Tím lze krátkodobě snížit „sankce“ pod $10\,000 \text{ Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$.
- **Externí služby měření / AMM (automatizované měření a správa měřidel)** vzrostou po nasazení průběhových elektroměrů na všech 15 OM ($\approx 350 \text{ Kč/OM/rok}$). Tyto náklady jsou však podmínkou pro dynamické sdílení a nelze se jim vyhnout.
- **Administrativní poplatky ES** (OTE + EDC) jsou nové, ale zůstávají nízké. Pokryjí se z provozního fondu ES (část úspor z distribuce).

Celkově představují ostatní provozní náklady **$\approx 51 \text{ tis. Kč ročně}$** , tedy pouze **$\sim 0,6\%$ z celkových ročních nákladů členů na elektřinu**. Hlavní prostor pro úspory leží v optimalizaci jističů a zrušení duplicitních fixních plateb – obojí se realizuje implementací **virtuálního OM** a prvním revizním „energetickým auditem jističů“.

3.1.6 Analýza typologie a relevance spotřebitelských skupin

Členové ES lze rozdělit do tří základních kategorií; každá z nich má odlišný energetický profil, motivační faktory a potenciál přispět k rozvoji společenství.

Skupina	Typičtí členové / příklady	Podíl na celkové spotřebě ES (2024)	Hlavní charakteristiky odběru	Klíčové přínosy / rizika pro ES
(a) Veřejný sektor	Obecní úřady, základní a mateřské školy, kulturní domy,	$\approx 28\%$ ($\approx 235 \text{ MWh}$ / rok)	Denní odběr (6 – 18 h), stabilní	• Organizační jádro ES, legitimita vůči

Skupina	Typičtí členové / příklady	Podíl na celkové spotřebě ES (2024)	Hlavní charakteristiky odběru	Klíčové přínosy / rizika pro ES
	sociální služby Pačlavice, DPS Zdounky		základ. Vytápění převážně plyn/CZT ⇒ nízké zimní „elektro“ špičky.	obyvatelům. • Střechy vhodné pro FVE, snadnější dotační financování. • Nízké riziko platební neschopnosti. • Relativně malá flexibilita – nutno podpořit instalaci BESS ≤ 30 kWh a smart HVAC.
(b) Malé a střední podniky (MSP)	G3 s.r.o. (Těšánky), BIOGRUNT s.r.o. (Lebedov), BEC Roštín (technologická část)	≈ 64 % (≈ 535 MWh / rok)	Silný denní odběr (8 – 17 h), občasné technologické špičky; částečně sezónní (sušení slámy).	• Absorbují největší díl FV přebytků → snižují nutnost velkých BESS. • Mají kapitál a motivaci investovat (PPA, on-site BESS). • Představují 1. prioritu pro pilotní flexibilitu (mFRR/FCR). • Rizika: citlivost na výpadky; požadují jasný ekonomický benefit (cena ≤ DS – 10 %).
(c) Domácnosti / rezidenti	Pilotní prosumeři (R [REDACTED] baterie, R [REDACTED] 6,4 kWp + baterie)	≈ 1 % (≈ 7 MWh / rok) *(potenciál > 10 % při rozšíření)	Večerní a víkendové špičky, rostoucí podíl EV nabíjení a tepelných čerpadel.	• Zvyšují sociální rozměr ES, podporují energetickou demokracii. • Díky chytrým bojlerům / EV mohou nabídnout levnou flexibilitu (virt. baterie). • Potenciál rychlého růstu (program MAS + NZÚ). • Riziko nízké technické gramotnosti → nutná osvěta, jednoduché smluvní podmínky.

Strategická doporučení podle skupin

1. Veřejný sektor

- **Rozšířit FVE na střechách škol, KD a úřadů** (≤ 50 kWp), ideálně v kombinaci s malými LFP bateriemi 15–30 kWh pro krytí odpolední spotřeby.
- **Vytvořit demonstrační projekty** (ZŠ Roštín, KD Pačlavice) s on-line vizualizací výroby, aby se zvýšilo povědomí obyvatel o přínosech ES.
- **Zajistit dotační financování** (SFŽP – Komunitní energetika (KOMUNERG), IROP) a využít statutu veřejné prospěšnosti: dotační sazba až 70 %.

2. MSP

- **Nastavit atraktivní cenový model sdílení:** cílit na ~ 15 % pod tržní ceníkovou cenu DS při fixní smlouvě na 1–2 roky, jinak podniky zůstanou u stávajících dodavatelů.
- **Pilotovat firemní baterie** (např. G3 – 100 kWh / 100 kW kontejner) a agregovat je pro služby výkonové rovnováhy přes partnera (Nano Energies, ČEZ ESCO).
- **Využít odpadní teplo BEC Roštín:** záměr ORC 50 kWe → kombinovaná výroba posílí lokální zdrojovou část a rozšíří možnosti flexibility (Power-to-Heat, peak shaving).

3. Domácnosti

- **Jednoduchý vstupní tarif „komunitní kWh“:** fixní měsíční poplatek do ES + výhodnější silová složka (např. $\approx 2,1 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$).
- **Motivační balíček „chytrý bojler + FVE 3 kWp“** financovaný z NZÚ Light / Nová Zelená Úsporám; ES poskytne sdružovací službu a dotaci vyřídí za občana.
- **Virtuální flexibilní blok rezidentů:** po připojení 50+ domácností lze dosaženou agregovanou kapacitu $\geq 80 \text{ kW}$ využít jako nízkonákladový zdroj sekundární regulace v rámci ES.

Horizont rozvoje členství

Metodický cíl	2026	2028	2035
Počet veřejných objektů v ES	14	18	25
Počet MSP v ES	3	5	8–10
Počet domácností v ES	20	80	250+
Podíl domácností s chytrou flexibilitou	20 %	40 %	70 %

Klíčové synergie pro budoucnost

- **Denní spotřeba MSP ↔ denní výroba FVE:** podniky „vysají“ přetoky, čímž zvyšují lokální využití OZE.
- **Noční spotřeba sociálních služeb ↔ baterie:** ukládá se levná FV / přetoková energie a využije v 01–05 h.
- **Rezidenční flexibilita ↔ regulační trh:** malá domácí baterka + bojler = levná kapacita pro mFRR, sníží potřebu drahých centrálních baterií.

Tato struktura členství – **veřejný sektor (stabilita + dotace), MSP (odběr + kapitál), domácnosti (sociální rozměr + flexibilita)** – dává ES Hřibecí hory robustní základ i dlouhodobý růstový potenciál.

3.1.7 Závěry a doporučení ke kapitole

Klíčové závěry

1. Spotřební profil se zdvojnásobil a diverzifikoval

- Celková roční spotřeba vzrostla z ≈ 377 MWh na ≈ 835 MWh ($- +121$ %).
- Strukturu nově ovládají tři velcí odběratelé (G3 s.r.o., Pačlavice, BEC Roštín) s podílem ~ 71 %; průmyslová spotřeba (MSP) nyní představuje ~ 52 % celkového odběru a výrazně posouvá denní maximum do pracovní doby (08-17 h), čímž zlepšuje soulad s výrobou FVE.

2. Distribuční a rezervované kapacity zůstávají naddimenzované

- Pět OM (BEC Roštín, Pačlavice, G3 s.r.o., KD Zdounky, Sokolovna) má jistič $o \geq 1$ stupeň vyšší, než odpovídá reálným maximům.
- Optimalizace příslušných jističů: potenciál úspory > 18 tis. Kč $\cdot$ rok $^{-1}$.

3. Fixní distribuční poplatky vzrostly lineárně s počtem OM

- 15 samostatných stálých plateb = $14\,220$ Kč $\cdot$ rok $^{-1}$. Přejít na **virtuální OM** v roce 2026 tyto náklady sníží o cca 90 %.

4. Průběhové měření je zavedené jen v 53 % OM

- Pro dynamické sdílení (EDC 07/2026 $\rightarrow$) musí dalších sedm míst doplnit elektroměr typ B / S; budget na AMM + datovou konektivitu ≈ 12 tis. Kč CAPEX + $1,5$ tis. Kč OPEX $\cdot$ rok $^{-1}$.

5. Akumulace a flexibilita se stávají nutností

- Letní FV přetoky (Litenčice + BEC) zůstávají ~ 300 MWh $\cdot$ rok $^{-1}$ i po započtení odběru G3 s.r.o.; bez battery-peak-shavingu by část výroby odtékala do DS.

Doporučení

Oblast	Opatření	Očekávaný efekt	Priorita
Optimalizace jističů	Audit skutečných maxim u BEC Roštín (> 160 A), G3 s.r.o. (≈ 63 A), KD Zdounky (≈ 63 A), Sokolovna Roštín (≈ 32 A).	Úspora „sankcí“ ≈ 18 tis. Kč $\cdot$ rok $^{-1}$; zkrácení payback na AMM.	I / 2025
Sloučení OM	Příprava smluv a datové konsolidace pro virtuální OM (11 veřejných budov + 2 DPS).	Pokles stálých plateb o ~ 13 tis. Kč $\cdot$ rok $^{-1}$; zjednodušená fakturace.	II / 2025–2026
Průběhové měření	Instalace 7 elektroměrů typ B; LTE-M/GPRS gateway s konsolidovaným APN.	Podmínka dynamického alokačního klíče; datový podklad pro EMS.	I / 2025
Baterie & flexibilita	2026 – BESS 90 kWh (Pačlavice); 2027 – BESS 100 kWh (G3) & 200 kWh (BEC).	Zvýšení lokální využitelnosti FV z 13 % $\rightarrow > 30$ %; možnost 150 kW mFRR.	I–II / 2026–2028

Oblast	Opatření	Očekávaný efekt	Priorita
Rozvoj FVE	Rychlá instalace střešních FVE ≤ 50 kWp na ZŠ Roštín, KD Pačlavice, KD Zdounky, DPS Zdounky; repowering FVE Litence do 2030.	Redukce nákupů silové elektřiny o $> 0,3$ mil. Kč · rok ⁻¹ ; zvýšení soběstačnosti ES > 50 % (2028).	I–II / 2025–2028
Tarifní optimalizace	Přechod Sokolovny z C45d $\rightarrow$ C02d; revize sazeb C25d $\rightarrow$ C02d u menších OM.	Úspora distribučních poplatků ≈ 35 tis. Kč · rok ⁻¹ .	I / 2025
Komunikační a edukační kampaň	Balíček „Chytrý bojler + FVE 3 kWp“ pro rezidenty; veřejné dashboardy spotřeby/výroby ve Školách a KD.	Růst členské základny ($\rightarrow 80$ domácností 2028); akceptace ES, sociální licence.	Průběžně

Finanční souhrn úsporného potenciálu (při plné realizaci do 2028)

Položka úspor	Roční úspora / příjem
Optimalizace jističů	$\approx 18\,000$ Kč
Zrušení vícenásobných stálých plateb	$\approx 13\,000$ Kč
Tarifní přechody (Sokolovna + další)	$\approx 35\,000$ Kč
Lepší využití FV díky BESS (snížení nákupu z DS)	$\geq 550\,000$ Kč
mFRR / FCR-D (150 kW agregované flexibility)	$\approx 180\,000$ Kč
Celkem potenciál	$\approx 0,8$ mil. Kč · rok⁻¹

Shrnutí

- Ekonomická logika ES** se po rozšíření posouvá: největší úspory a výnosy leží v aktivním řízení výrobně-spotřebitelského mixu (BESS, flexibilita, PPA), méně v prosté konsolidaci drobných veřejných objektů.
- Tři klíčoví odběratelé** (G3 s.r.o., Pačlavice, BEC Roštín) definují technické priority – sem se soustředí nové akumulární bloky a pilotní řízení export-limitů.
- Veřejný sektor** nadále zajišťuje stabilitu a přístup k dotačním titulům, zatímco **MSP** dodává odběrovou základnu a kapitál pro růst; **domácnosti** přinášejí sociální rozměr a levnou agregovatelnou flexibilitu.

Realizace navržených opatření umožní ES Hříběcí hory do roku 2028:

- Zvýšit **lokální využití vyrobené elektřiny** z ≈ 14 % (2024) na > 50 %.
- Snížit **nákup z DS** o ≥ 550 MWh · rok⁻¹ a ušetřit či vydělat **$\approx 0,8$ mil. Kč · rok⁻¹**.
- Získat **konkurenční výhodu na trhu flexibility** a připravit se na plně dynamický alokační klíč po spuštění EDC v 07/2026.

3.2 Stávající výroby

Tato část popisuje výrobní zdroje elektřiny z OZE, které byly k 31. 12. 2024 připojeny v území OES Hřiběcí hory. **Výchozí portfolio zahrnovalo cca 0,77 MWp instalovaného výkonu FVE**, převážně ve formě jedné větší pozemní elektrárny a několika střešních mikrozdrojů. Po doplnění nových členů ES se portfolio dále rozrostlo – v území přibyla komerční FVE 59 kWp v Lebedově (u firmy G3/BIOGRUNT). Celkem tak ke konci roku 2024 disponuje území MAS Hřiběcí hory **~0,83 MWp** fotovoltaických elektráren, jejichž roční výroba (za klimaticky průměrných podmínek) dosahuje kolem **0,78 GWh**. Pro představu – toto množství odpovídá ~93 % roční spotřeby všech současných členů ES HH (~0,835 GWh). Bez možnosti sdílení bylo v roce 2024 využito jen malé procento této výroby přímo na místě (samospotřebou); zbytek byl exportován do sítě. Následující přehled uvádí detailní informace o těchto zdrojích.

K výchozímu stavu je třeba říct, že FVE Litenčice je do návrhu a výpočtů zahrnuta již od počátku jako *zakládající výroba* společenství – technicky připravená k budoucímu připojení a deklarovaná v žádosti o dotaci u SFŽP pro OES HH jako hlavní strategický zdroj. Je však nutné zdůraznit, že z důvodu čerpání provozní podpory (**zeleného bonusu**) je FVE Litenčice v období do roku 2029 **vyňata z režimu sdílení**. Analýza současných výrobních zdrojů bez FVE Litenčice a návazné dopady jsou analyzovány v kapitole **3.2.6 „Souhrn a vyhodnocení varianty bez FVE Litenčice (přechodné období do 2029)“**.

3.2.1 Přehled existujících výroben

#	Označení v tabulkách	Lokalita & popis	Typ zdroj e	Inst. výkon [kWp]	Aku [kWh]	V provoz u od	Připoje ní	Výroba 2024 [kWh]*	Samospotře ba / přetok	Poznámk a
1	V 501 FVE Litenčice	Dlouhé záhony, Litenčice – pozemní FVE	FVE – ground	638,4	0	2009	VN (trafo 22/0,8 kV, RP 550 kW)	~702 070	14 985 / 687 085	Reálný potenciál sdílení od 2029
2	V 503 FVE BEC Roštín	Bioenergetické centrum Roštín – střecha haly	FVE – rooftop	99,6	0	09/2024	NN (3×250 A, export 0 kW**)	~28 000 (odhad)**	28 000 / 0	Měníč pův. nastaven na 0 kW přetok (nyní povoleny řízené přetoky do DS).
3	V 502 FVE OU Roštín	Obecní úřad Roštín – střecha OÚ	FVE – rooftop	14,4	17,4	07/2024	NN (3×25 A)	6 412	6 107 / 305	2024 přetok zakázán; od 02/2025

#	Označení v tabulkách	Lokalita & popis	Typ zdroj e	Inst. výk on [kWp]	Aku [kW h]	V provoz u od	Přípoje ní	Výroba 2024 [kWh]*	Samospotře ba / přetok	Poznámk a
										povolen (ČEZD).
4	V 509 FVE RD Nová Dědina	RD [REDACTED] střecha RD	FVE – rooftop	9,0	10,6	2023	NN (3×25 A)	5 512	1 233 / 4 279	Plně využívá distribuční tarif D57d (akumulace i přetoky).
5	V 510 FVE RD Věžky	RD [REDACTED] – střecha RD	FVE – rooftop	6,4	9,6	2021	NN (3×32 A)	6 069	2 188 / 3 881	Vlastní akumulace; tarif D57d.
6	V 511 FVE Lebedov	Lebedov 108, Zdounky – střešní FVE (G3/BIOGRUNT)	FVE – rooftop	59,0	0	2023	NN (3×100 A)	~31 000	31 000 / 0	Instalace Victron; pokrývá část spotřeby areálu BIOGRUNT.

*Výroba = (samospotřeba + přetok); u nových FVE s neúplným rokem provozu (V 503, V 502) je hodnota za 2024 dopočtena standardním poměrem 1 000 kWh/kWp/rok (provozovaná část roku).

**FVE BEC Roštín byla v provozu jen od Q4 2024 – naměřeno 28 MWh; pro plný rok 2025 se očekává výroba okolo 100 MWh. Měnič byl nastaven na 0 kW výstup do sítě, což platilo do konce 2024.

3.2.2 Detailní technická charakteristika zdrojů

Parametr	FVE Litenčice	FVE BEC Roštín	FVE OU Roštín	FVE RD Nová Dědina	FVE RD Věžky	FVE G3 Těšánky
Panely	First Solar FS-380 (thin-film)	JA Solar JAM72S30-540	Canadian Solar CS6K-300	[REDACTED]	[REDACTED]	neuveдено – standardní mono-PERC 450 W (odhad)
Střídače	SMA Sunny Central 630	Sungrow SG110 CX	Fronius Symo 10 + Hybrid	[REDACTED]	[REDACTED]	Victron Quattro + MPPT regulátory
Orientace	JV–JZ, sklon 25–28 °	JZ, sklon 5 ° (plochá střecha)	J, sklon 35 °	[REDACTED]	[REDACTED]	J, sklon 20 ° (plošná střecha; odhad)

Parametr	FVE Litenčice	FVE BEC Roštín	FVE OU Roštín	FVE RD Nová Dědina	FVE RD Věžky	FVE G3 Těšánky
Ochrany / export	G59-3-CZ relé, VN rozpojovač	Odpínač NN + export 0 kW	G59-3-CZ, export-limit 10 kW (od 02/2025)			Export-limit 50 kW (vnitřní EMS)
Předikovaná výroba [kWh · kW ⁻¹ · rok ⁻¹]	1 100	1 050	1 050			1 050
Životnost / stáří	16 let z 20	< 1 rok	< 1 rok			2 roky (uvedena 2023)

Poznámky k tabulce

- FVE G3 Těšánky (59 kWp) je první **firemní střešní elektrárnou** v ES; technické údaje o panelech nebyly dodány, ale jedná se o běžné monokrystalické moduly z roku 2023.
- Exportní režimy zůstávají klíčovým parametrem: BEC Roštín má zatím **0 kW přetok**; OU Roštín přechází na řízený limit 10 kW od 02/2025; G3 používá interní EMS s max. 50 kW do NN.
- Předpokládané specifické výroby vychází z PVGIS (Kroměříž) a odrážejí rozdílné technologie; thin-film ve FVE Litenčice profituje z nižší teplotní degradace, proto 1 100 kWh · kWp⁻¹.
- Další plánované FVE** (KD Zdounky, DPS Zdounky, Pačlavice 99 kWp + BESS 90 kWh) budou doplněny do technických tabulek až po uvedení do provozu (kap. 4).

3.2.3 Provozní náklady (OPEX)

Nákladová položka	FVE Litenčice (638 kWp, VN)	FVE BEC Roštín (99,6 kWp)	FVE G3 Těšánky (59 kWp)	Ostatní 3 FVE (OU Roštín 14 kWp + 2 RD 15,4 kWp)	Poznámka / metodika
Servis & revize	72 000 Kč · rok ⁻¹	20 000 Kč · rok ⁻¹	14 000 Kč · rok ⁻¹	8 000 Kč · rok ⁻¹	≈ 200–240 Kč · kWp ⁻¹ · rok ⁻¹ (větší výkon → úspory z rozsahu)
Pojištění All-risk	≈ 110 000 Kč	11 500 Kč	6 000 Kč	3 500 Kč	0,4–0,5 % sjednané pojistné hodnoty · rok ⁻¹

Nákladová položka	FVE Litenčice(638 kWp, VN)	FVE BEC Roštín(99,6 kWp)	FVE G3 Těšánky(59 kWp)	Ostatní 3 FVE(OU Roštín 14 kWp + 2 RD 15,4 kWp)	Poznámka / metodika
Poplatky za pozemek / střechu	0 Kč	0 Kč	0 Kč	0 Kč	Všechny střechy a pozemky ve vlastnictví členů ES
Systémové služby (VN)	18 000 Kč	—	—	—	Paušál PP S pouze pro zdroj na hladině VN
OPEX celkem (zdroj)	≈ 200 000 Kč	≈ 31 500 Kč	≈ 20 000 Kč	≈ 11 500 Kč	—
Souhrnné OPEX všech stávajících FVE (2024):			≈ 263 000 Kč · rok ⁻¹		

Komentář a doporučení

- FVE G3 Těšánky** je první firemní zdroj v portfoliu; díky vlastní servisní kapacitě a komerční pojistce se jeho specifický OPEX drží pod 350 Kč · kWp⁻¹ · rok⁻¹, což je v rámci obvyklých tržních hodnot pro střešní systémy nad 50 kWp.
- Ostatní tři malé FVE (< 15 kWp) potvrzují, že **mikro-instalace nesou disproporčně vyšší OPEX/kWp** (servisní návštěva, revizní zpráva); při plánování nových zdrojů veřejného sektoru je tedy výhodné **sjednocovat instalace na úroveň 30–50 kWp**.
- Největší absolutní náklad** zůstává u FVE Litenčice – zejména pojištění (1. třída rizika, pozemní trackerová pole) a paušál systémových služeb za VN. Tyto položky jsou fixní a nelze je zásadně snížit až do repoweringu (kap. 4).
- Rozšíření portfolia o další FVE 50–100 kWp** (KD Zdounky, DPS Zdounky, Pačlavice) navýší sumu OPEX o ≈ 100 Kč · kWp⁻¹ · rok⁻¹, ale zlepší poměr celkové výroby ku OPEX (úspora z rozsahu).

Celkově se provozní náklady všech stávajících fotovoltaických zdrojů drží pod **0,27 mil. Kč · rok⁻¹**, což odpovídá pouze ≈ 12 % úsporného potenciálu, který ES realizuje po plné integraci sdílení a akumulace

3.2.4 Hodnocení – silné stránky, limity a rizika

Kategorie	Silné stránky	Limity & rizika	Dopad na další rozvoj ES
Instalovaný výkon & výroba	• Výkon ES vzrostl z ~ 768 kWp → 827 kWp (+ 8 %) díky firemní FVE G3 (59 kWp). • Roční výroba všech zdrojů ≈ 780 MWh, což pokrývá 93 % současné spotřeby (835 MWh).	• Výkon soustředěn do jediné velké VN FVE Litenčice (77 % výroby) → asymetrie zdrojů. • Plánované zdroje (Pačlavice 99 kWp, KD / DPS Zdounky 2 × 19,7 kWp) zatím nejsou postaveny → bilance stále křehká v zimě.	• Základ pro 100 % soběstačnost je položen; nutné doplňovat distribuovanou střešní FV (min. +150 kWp) pro vyrovnaní závislosti na jediné VN elektrárně.
Technický stav & životnost	• Většina střešních FVE < 4 roky → nízká poruchovost a platná záruka. • G59-3-CZ splněno u všech zdrojů > 10 kWp → kompatibilní s EMS.	• FVE Litenčice (thin-film, r. 2009) je 16 let stará; degradace modulů odhad -0,6 %·rok⁻¹; chybí termografický audit. • RD mikrosystémy mají omezenou SCADA → obtížné online řízení.	• Do 2027 nutný repowering / I-V testy Litenčice; odhad CAPEX 5–6 mil. Kč. • Malým FVE doinstalovat základní monitoring (≈ 300 €/zdroj) pro plnou integraci do EMS.
Export--limit & říditelnost	• G3 Těšánky již využívá interní EMS s variabilním export-limitem 0–50 kW.	• BEC Roštín nastaven na 0 kW přetok; OU Roštín limit 10 kW; RD max. 6 / 10 kW → při slunečných dnech zbytečné curtailmenty.	• Priorita 2025: povolit řízené přetoky BEC ≤ 32 kW a synchronizovat limity OU/RD v EMS; nutné vyjednat s EG.D + aktualizovat SoP.
Akumulace & flexibilita	• Domácí baterie (2×) a OU Roštín 17,4 kWh ověřily základní datové rozhraní.	• Centrální BESS chybí – letní přetoky ~300 MWh · rok⁻¹ odtékají do DS; bez baterií nelze nabízet mFRR/FCR.	• Pilotní BESS 90 kWh (Pačlavice 2026) + 100 kWh (G3 2027) jsou kritické milníky; bez nich < 35 % FV zůstane nevyužito v ES.
Ekonomika provozu (OPEX)	• Specifický OPEX střešních FVE ≥ 50 kWp držíme pod 350 Kč · kWp⁻¹ · rok⁻¹ – dobrý benchmark venkovské střešní PV.	• OPEX FVE Litenčice (≈ 200 tis. Kč · rok⁻¹) generuje 76 % OPEX všech zdrojů; pojistka a PP S za VN nelze snížit.	• Další distribuované FVE (50–100 kWp) zlepší OPEX/ MWh a rozředí fixní paušály VN zdroje.
Regulační & dotace	• AMS, Lex OZE II a Výzva SFŽP č. 7 umožňují sdílení a dotované BESS.	• Nejasný model cen za vykoupený přetok po 2026 (konec FV bonusu). • Režim FVPu > 50 kWp vyžaduje licenci ERÚ; pro BEC Roštín to zvýší admin OPEX.	• Strategie: maximálně integrovat nové FVE do modelu self-consumption + sdílení; licencované výkupy nahradit PPA uvnitř ES.

Souhrn

- **Silné stránky:** již dnes se vyrábí téměř 0,8 GWh/rok z OZE; moderní střešní zdroje mají nízké specifické provozní náklady a technicky odpovídají G59-3-CZ, což zjednodušuje centrální řízení.
- **Hlavní limit:** extrémní koncentrace výroby ve FVE Litenčice a tvrdé export-limity u BEC Roštín. Bez povolení řízených přetoků a doplnění akumulace zůstane > 40 % FV energie mimo komunitu.
- **Klíčové riziko:** stárnoucí thin-film pole (Litenčice) může do 2028 klesnout pod spolehlivou výkonnost; repowering je nutné naplánovat, aby ES neztratilo 500 MWh výroby.

Realizace doporučení z tabulky (povolení přetoků, nasazení BESS, revize Litenčice) posune ES Hříběcí hory k cíli **soběstačnosti > 80 %** do 2030 a otevře cestu k výnosům z trhu flexibility.

3.2.5 Závěr a doporučení

Stávající výrobní mix

OES HH dnes provozuje šest fotovoltaických zdrojů ≈ 827 kWp. Jedna pozemní VN FVE (638 kWp) dnes dodává 77 % veškeré výroby, zatímco pět mladších střešních systémů (189 kWp) zajišťuje zbytek. Celková roční produkce ≈ 780 MWh kryje ~ 93 % současné spotřeby, ale pouze 14 % je skutečně využito uvnitř komunity – zbytek odtéká do DS kvůli export-limitům a chybějící akumulaci.

Klíčové slabiny, které vyžadují okamžitou akci

Potřeba	Proč právě teď	Doporučený krok	Termín
Řiditelné přetoky BEC Roštín	Export 0 kW blokuje ~ 70 MWh/rok FVE 99 kWp	Reprogramovat měnič + SoP na dynamický limit 0–32 kW; synchronizovat s EMS	4Q 2025
Akumulace ≥ 100 kWh	Letní přebytky ~ 300 MWh/rok; bez BESS není flexibilita	Nasadit pilot BESS 90 kWh (Pačlavice), následně G3 100 kWh; zapojit do mFRR	2Q 2026 – 3Q 2027
Repowering FVE Litenčice	Thin-film pole (r. 2009) vykazují > 9 % souhrnnou degradaci	Detailní I-V testy a termokamera 2025, rozpočet repoweringu 2026, realizace ≤ 2030	2025–2030
SCADA u malých FVE	Bez on-line dat nemůže EMS optimalizovat alokační klíč	Doinstalovat low-cost datalogger na OU Roštín a 2 RD (CAPEX ≈ 300 €/zdroj)	1Q 2026
Druhá vlna střech (≥ 150 kWp)	Snížení závislosti na 1 VN zdroji, lepší výkon-/OPEX poměr	Realizovat FVE KD / DPS Zdounky (2 $\times$ 19,7 kWp), Pačlavice 99 kWp, školy ≤ 50 kWp	2025–2028

Strategické směřování výroben do roku 2030

1. **Rozšířit decentralizaci:** Navýšit střešní výkon o ≥ 150 kWp $\rightarrow$ koncentrace VN zdroje klesne pod 60 % a zvýší robustnost portfolia.
2. **Prioritizovat firemní areály jako „přebytkové pufry“:** G3 s.r.o. a BEC Roštín absorbují denní FV, takže se akumulace může dimenzovat primárně na večerní spotřebu veřejného sektoru.
3. **Integrovat baterie do trhu flexibility:** Souhrnná kapacita 190 kWh (BESS 90 kWh + G3 100 kWh) umožní nabídnout ~ 150 kW mFRR a generovat $> 0,18$ mil. Kč $\cdot$ rok $^{-1}$ výnosů, což zrychlí návratnost BESS pod 8 let.
4. **Optimalizovat OPEX/ MWh:** Každých nových 100 kWp střešní FV s OPEX ≤ 35 tis. Kč $\cdot$ rok $^{-1}$ sráží průměrný specifický náklad portfolia o > 7 %.

Výsledek po implementaci (cílový stav 2028)

- Instalovaný výkon $\approx 1\,000$ kWp (z toho ≤ 60 % VN)
- Roční výroba ≥ 950 MWh, **lokální využití > 50 %** díky BESS a dynamickým přetokům
- Přetok do DS snížen pod 100 MWh $\cdot$ rok $^{-1}$, tj. < 10 % produkce
- Celková soběstačnost členů ≥ 80 %, roční finanční přínos (úspory + flexibilita) $\geq 0,8$ mil. Kč

Tím bude výrobní část ES Hříběcí hory připravena na druhou etapu – hybridní projekty (ORC 50 kWe, Power-to-Heat) a vstup dalších rezidentních FVE po 2030, aniž by narazila na technické nebo ekonomické limity.

3.2.6 Souhrn a vyhodnocení varianty bez FVE Litenčice (přechodné období do 2029)

Účel podkapitoly

Z důvodu pokračující provozní podpory (zelený bonus) nemůže být FVE Litenčice do konce roku 2029 zařazena do sdílené bilance OES HH. Přestože je tato 638 kWp pozemní elektrárna strategickým zakládajícím zdrojem společenství (viz kap. 1 a 2), je nezbytné vyhodnotit technické, provozní a ekonomické fungování ES v přechodném období **bez možnosti využívat její výrobu**. Tato podkapitola shrnuje stav výrobního portfolia po odečtení FVE Litenčice, kvantifikuje dopady na bilanci a navrhuje kompenzační opatření do roku 2029.

3.2.6.1 Výchozí parametry varianty bez Litenčic

Zahrnuté zdroje:

- FVE BEC Roštín 99,6 kWp (od 09/2024, střecha; export limit řízený).
- FVE OU Roštín 14,4 kWp + baterie 17 kWh.
- FVE RD Nová Dědina 9 kWp + baterie 10,6 kWh.

- FVE RD Věžky 6,4 kWp + baterie 9,6 kWh.
- FVE Lebedov (G3/BIOGRUNT) 59 kWp (komerční střecha, NN).

Instalovaný výkon bez Litenčic (stav 12/2024): 188,4 kWp.

Akumulační kapacita již instalovaná: ~37 kWh (OU + domácnosti; BEC zatím bez baterie).

Reálná výroba 2024 (částečné provoz, omezené přetoky): ~77 MWh.
Normalizovaná dlouhodobá výroba (klimatický průměr, plný rok provozu, žádné restriktivní curtailmenty): ~205 MWh·rok⁻¹ (počítáno specifickým výnosem 1 090 kWh/kWp; BEC s korekcí na úhel a zastínění).

Pozn.: Rozdíl mezi reálnými a normalizovanými hodnotami je významný, protože část zdrojů byla uvedena do provozu v průběhu roku 2024 (BEC 09/2024), případně pracovala v režimu omezených přetoků. Pro plánování varianty „bez Litenčic“ do roku 2029 je relevantní spíše **normalizovaná** hodnota; reálná 2024 slouží jen jako historická reference.

3.2.6.2 Srovnávací tabulka: portfolio výroben s / bez FVE Litenčice

Parametr	Scénář S (se započtením FVE Litenčice)	Scénář B (bez FVE Litenčice)	Rozdíl	Komentář
Instalovaný výkon FVE (12/2024)	826,8 kWp	188,4 kWp	-638,4 kWp	77 % výkonu tvoří Litenčice.
Podíl největšího zdroje na výkonu	77 %	53 % (BEC) / 31 % (Lebedov) *	–	V B scénáři se výrobní mix relativně diverzifikuje, ale na velmi nízké bázi výkonu.
Reálná výroba 2024	~779 MWh	~77 MWh	-702 MWh	Reálná data krátkého roku; Litenčice dominantně určuje bilanci.
Normalizovaná výroba (plný rok)	~878 MWh	~205 MWh	-673 MWh	Přepočten na klimatický průměr; specifický výnos 1,09 MWh/kWp.
Potenciální pokrytí spotřeby ES (834 MWh)	105 % (teoreticky)	25 % (teoreticky)	-80 p.b.	Bez akumulace a sdílení; pouze roční energie.
Reálně využitelná samospotřeba (odhad 2024)	14 %	9 %	-5 p.b.	Bez Litenčic klesá jen mírně, protože Litenčice stejně nebyla sdílena; reálný dopad až po 2029.
Potřebný výkon akumulace k zachycení letních přebytků	≥ 1 MWh (S)	0,15–0,25 MWh (B)	-0,8 MWh	Nižší špičkové toky → menší technické nároky v přechodném období.

* V B scénáři tvoří největším zdrojem z hlediska instalovaného výkonu BEC Roštín (99,6 kWp).

Druhým největším je FVE Lebedov 59 kWp; součet obou = 84 % výkonu varianty B. Ostatní mikrozdroje dohromady < 16 %.

3.2.6.3 Dopad na energetickou bilanci

1. **Roční krytí spotřeby:** Bez Litenčic klesá teoretická roční soběstačnost z $> 90\%$ na $\sim 25\%$ (normalizovaná výroba). Reálně využitelná míra krytí v rané fázi (2024–2025) je ovšem ještě nižší ($\sim 10\text{--}15\%$), protože malá FVE pokrývají převážně vlastní spotřebu svých objektů a komunitní sdílení se teprve zavádí.
2. **Sezónní profil:** Hlavní efekt absence Litenčic se projeví v letních měsících – normálně by velká pozemní FVE generovala **masivní přebytky květen–srpen**, které by šly sdílet, ukládat nebo obchodovat. V B scénáři tyto přebytky prakticky mizí; letní výroba menších FVE se většinou kryje s denní spotřebou v objektech a do komunitní bilance se dostávají jen malé zůstatky.
3. **Noční a zimní deficit:** ES zůstává plně závislé na nákupech z DS v zimě a v nočních hodinách po celý rok. Baterie v OU a domácnostech mají malou kapacitu – efekt na komunitní úrovni zanedbatelný.
4. **Síťové zatížení:** Pozitivem je **nižší riziko přetížení distribučních větví**; bez 22 kV výstupu Litenčic se v NN sítích řeší jen lokální zpětné toky z menších střechných FVE. To zjednodušuje první fázi provozu (nižší nároky na dispečerské řízení, kap. 3.4 & 4.3).

3.2.6.4 Provozní a ekonomické souvislosti

OPEX zdrojového portfolia: Odstraněním FVE Litenčice klesají roční provozní náklady výroben (pojištění, revize VN, služby přenosu) o cca 200 tis. Kč · rok⁻¹. Zbýlé zdroje mají OPEX řádově jednotky až desítky tisíc ročně; pro komunitu tedy finančně „levný“ provoz.

Ztracený přínos: Hlavní ekonomický efekt Litenčic ale spočívá nikoli v jejich OPEX, nýbrž v potenciálu nahradit nákupy silové elektřiny. Při průměrné nákupní ceně 2,80 Kč · kWh⁻¹ odpovídá roční výroba ~ 700 MWh **hrubé hodnotě $\sim 2,0$ mil. Kč** (bez distribuce). Tato hodnota je v přechodném období nevyužitá pro členy ES.

Cash-flow ES: Jak ukazuje předběžný model (viz kap. 4.4.7), bez Litenčic klesá roční čistý přínos projektu do 2028 přibližně o 40–45 % oproti hlavnímu scénáři. Doba prosté návratnosti celé první investiční vlny (FVE + BESS + EMS) se může prodloužit z ~ 2 let na 3,5–4 roky.

Cenotvorba pro členy: Menší objem „levné komunitní kWh“ znamená, že cenový model sdílení musí být konzervativnější – ES nebude schopno dlouhodobě garantovat velmi nízké ceny silové složky všem členům. Vhodný je **dvousložkový tarif**: fixní členský poplatek + proměnná komunitní cena vázaná na aktuální dostupnost lokální výroby.

3.2.6.5 Rizika přechodného období bez Litenčic

Oblast	Rizikový jev	Pravděpodobnost (P)	Dopad (D)	Rizikové skóre	Poznámka ke zmírnění
Energetická soběstačnost	Komunita zůstane < 20 % soběstačná do 2028	Střední	Vysoký	12	Urychlit instalaci všech plánovaných střešních FVE; zavést motivaci pro nové mikrozdroje.
Ekonomika ES	Nízké úspory → nespokojenost členů	Vysoká	Střední	15	Transparentní tarifní model; komunikovat „přechodné období“; využít dotační krytí OPEX.
Motivace investora Litenčice	Odklad repoweringu, degradace výkonu	Střední	Vysoký	12	Memorandum o budoucím připojení; servisní plán 2025–2029.
Síťová připravenost	Po 2029 nepřipravené rozhraní pro velký zdroj	Střední	Vysoký	12	Fázovaná technická příprava v DS (měření, řízení exportů, trafo kapacita).
Legislativní změny	Změna pravidel pro vstup zdroje po skončení podpory	Nízká–střední	Vysoký	8–12	Průběžné sledování; právní audit 2027.

(P × D škála 1–5; skóre = P×D.)

3.2.6.6 Kompenzační strategie do roku 2029

Cílem je **zvýšit míru lokálního pokrytí spotřeby** zhruba z dnešních ~10 % (reálně využitelné) na **≥ 40 % do konce 2028**, aby komunita pocítila hmatatelné přínosy ještě před připojením Litenčic. Strategie kombinuje **rychle realizovatelné střešní FVE, cíleně umístěnou akumulaci a procesní kroky**, které zajistí připravenost na budoucí integraci hlavního zdroje.

A. Rychlá instalace již plánovaných FVE (2025–2026)

Lokalita	Výkon [kWp]	Roční výroba [MWh]*	Status	Poznámka
SS Pačlavice	99	105	Projektová příprava	Stabilní 24/7 odběr; vysoká samospotřeba + sdílení noci.
BIOGRUNT Lebedov	59	64	2025	Sdílí s G3; zemědělský provoz využije denní výrobu.
G3 Těšánky – 2. etapa	59	64	2025/26	Přímé krytí průmyslového odběru; možnost exportlimit.
KD Pačlavice	50	52	2026	Vhodné pro komunitní akce, edukace.
KD + DPS Zdounky	2×19,7 = 39	41	2025	Kombinace s BESS 20+20 kWh.

Lokalita	Výkon [kWp]	Roční výroba [MWh]*	Status	Poznámka
Celkem vlna A	~306	~326		

* Výroba modelována specifickým výnosem 1 060 kWh/kWp (střechy, orientace mix).

Dopad: Součet stávajících 188 kWp + vlna A 306 kWp = **~494 kWp** k 12/2026; normalizovaná výroba $\sim 530 \text{ MWh} \cdot \text{rok}^{-1}$. To by samo o sobě pokrylo $\sim 64 \%$ dnešní spotřeby 834 MWh, **pokud by bylo sdílení a akumulace dokonalé**. Reálně využitelná míra pokrytí při očekávaných profilech odběru a řízeném sdílení $\sim 35\text{--}45 \%$ (konzervativní).

B. Rezervní střešní potenciál (2026–2028)

V kap. 4.2.1 byla identifikována možnost doplnit další $\leq 115 \text{ kWp}$ na střeších škol, obecních budov a komunálních objektů (VO, zázemí). Pokud se podaří využít alespoň $\sim 80 \text{ kWp}$ (realistické minimum), přidá to $\sim 85 \text{ MWh/rok}$ lokální výroby.

C. Pilotní ORC 50 kWe v BEC Roštín (studijní varianta)

Předsunutím tohoto projektu z období „po 2030“ do „2027–2028“ lze získat **další 0,30–0,40 GWh/rok** (dle provozu kotle a dostupnosti tepla) *firmní* výroby s vysokou korelací se zimním obdobím. To by zásadně zmírnilo zimní deficit, kdy FV výroba klesá. Nutná technická a ekonomická feasibility (samostatný záměr).

D. Komunitní akumulace – Optimalizace rozmístění

Plánovaných $\geq 330 \text{ kWh}$ (SS Pačlavice 90, G3 100, BEC 100, Zdounky 41) je v přechodném období více než dostatečných pro vyhlazení menších přetoků. Doporučené úpravy:

- Dimenzovat výkon měničů pro **rychlé nabíjení v poledních špičkách** (C-rate $\geq 0,5$) – i krátké denní přebytky mají být zachyceny.
- Vytvořit **virtuální bateriový pool** (EMS kap. 4.3) – prioritní nabíjení u objektů s večerní/noční spotřebou (SS Pačlavice, DPS Zdounky).
- Umožnit **pracovní režim peak-shaving** u G3 a BEC: baterie snižují rezervovaný příkon $\rightarrow$ přímá finanční úspora (kap. 3.1.5).

E. Flexibilita spotřeby (Demand Response)

- Program *Smart Load Shifting* ve veřejných budovách (bojler, HVAC posun do 10–14 h).
- G3: načasování technologických cyklů a chlazení při dostupném FV výkonu.
- SS Pačlavice / DPS: noční vybití baterií do základní zátěže; denní nabíjení.

F. Rozšíření členské základny o externí výrobce

Zmapovat území MAS (2025) $\rightarrow$ identifikovat další OZE (menší FVE bez podpory, mikrovodní, bioplyn). Nabídnout vstup do ES s preferenčním PPA. Každý další 50 kWp zdroj přidá $\sim 55 \text{ MWh/rok}$; 3 takové zdroje = $+165 \text{ MWh}$ ($\sim 20 \%$ pokrytí).

3.2.6.7 Scénář - srovnání vývoje 2024–2029

Grafický prvek (doporučený pro prezentaci): sloupcový graf tří křivek – spotřeba ES (stále kolem 0,83–0,86 GWh s mírným růstem), výroba lokální „bez Litenčic“, výroba lokální „s Litenčicemi“. Níže tabulkově:

Rok	Spotřeba ES (MWh)	Lokální výroba bez Litenčic (MWh)	Pokrytí %	Lokální výroba s Litenčicemi (MWh)	Pokrytí %
2024	835	77 (reál) / 205 norm.	9 / 25	779 (reál) / 878 norm.	93 / 105
2025	845	230–260	27–31	910–940	108–111
2026	855	420–460 (po hlavní vlně FVE)	49–54	1 100–1 140	129–133
2027	865	480–520	55–60	1 160–1 200	134–139
2028	875	520–580	59–66	1 200–1 260	137–144
2029	885	530–600 (stabilizace)	60–68	1 210–1 270	137–144

Výroba „s Litenčicemi“ po 2025 je modelována jako reference – ve skutečnosti se do sdílení zapojí až po 2029; slouží pro ukázkou rozdílu potenciálu. V letech 2026–2029 by tato energie byla stále mimo komunitní bilanci.

3.2.6.8 Dopad na dimenzování akumulace a řízení

- **Bez Litenčic** je hlavním úkolem baterií *lokální vyhlazování a peak-shaving*; není nutné centrální MWh úložiště.
- **S Litenčicemi (po 2029)** se role baterií posouvá: *měřítko* (nutno ≥ 1 MWh komunitní kapacity) a *časový posun* (poledne → večer; léto → zima částečně přes P2X).
- Proto doporučujeme dvoufázový rozvoj akumulace:
 1. **Fáze I / do 2028:** distribuované BESS u hlavních odběrů (už schváleno) + virtuální pooling.
 2. **Fáze II / 2029–2031:** centrální komunitní akumulace $\sim 0,5$ – $1,0$ MWh v uzlu Litenčice / regionální VN trafo; integrace s EMS 2.0.

3.2.6.9 Doporučený akční plán kompenzace (shrnutí)

Priorita	Krok	Termín	Klíčoví aktéři	Indikátor úspěchu	Komentář
1	Dokončit FVE Pačlavice + BIOGRUNT + G3 2.etapa	12/2025	SS, BIOGRUNT, G3, ES	≥ 220 kWp nového výkonu	Základní skok v lokální výrobě.
2	Instalovat FVE KD Pačlavice + KD/DPS Zdounky	06/2026	Obce, ES	+89 kWp	Veřejný sektor; vhodné pro demonstraci.

Priorita	Krok	Termín	Klíčové aktéři	Indikátor úspěchu	Komentář
3	Spustit komunitní EMS + sdílení	07/2026 (EDC)	ES, integrátor	> 80 % OM s průběhovými měřeními	Nutná podmínka efektivního sdílení.
4	Nasadit BESS dle plánu (SS 90, G3 100, BEC 100, Zdounky 41)	2026–2027	Dodavatel BESS	≥ 330 kWh v provozu	Vyhazení přetoků; test flexibility.
5	Aktivní nábor střech (rezerva ≤ 115 kWp)	Kampaně 2025–2027	MAS, obce	+≥ 80 kWp navíc	Každý kWp se počítá; kompenzace výpadku Litenčic.
6	Feasibility studie ORC 50 kW _e v BEC	2026; rozhodnutí 2027	BEC, ES, SFŽP/MF	Rozhodnutí o investici	Možné zimní krytí Δ až 0,4 GWh.
7	Memorandum s vlastníkem FVE Litenčice o podmínkách integrace	2025	ES, vlastník FVE	Podepsané MoU	Předchází právním/technickým zdržením po 2029.

3.2.6.10 Závěry k variantě bez FVE Litenčice

- Energetická závislost:** Bez Litenčic je ES do roku 2029 strukturálně závislé na dodávkách z distribuční sítě; lokální výroba pokryje i po realizaci hlavních střešních projektů jen ~40 % (reálně využitelných) ročních potřeb.
- Ekonomika projektu se zpomaluje, nikoli kolabuje:** Úspory a výnosy jsou nižší, ale stále pozitivní – projekt má smysl realizovat, zejména díky dotacím, úsporám na jističích a zkušenostem s řízením. Doba návratnosti se prodlužuje na 3,5–4 roky.
- Technická „škola hrou“:** Přechodné období poskytuje bezpečný sandbox: menší toky, nižší riziko přetížení sítě, možnost ladění EMS, dat, tarifů a komunitní správy před nástupem velkého zdroje.
- Každý nový kWp má vysokou marginální hodnotu:** V nízkovýkonovém prostředí znamená každých 50–100 kWp navíc výrazné procentuální zvýšení míry pokrytí; je racionální agresivně využívat střešní potenciál a zapojovat další členy.
- Strategický horizont je rok 2029+:** Veškeré investice do infrastruktury (měření, EMS, baterie, tarifní modely, právní rámec) je třeba navrhovat tak, aby byly *škálovatelné* – tj. snadno rozšiřitelné pro okamžité připojení FVE Litenčice po skončení zeleného bonusu.

3.3 Současná energetická bilance ES Hřiběcí hory

Kapitola syntetizuje výrobu a spotřebu elektřiny všech patnácti odběrných a výrobních míst, tj. včetně nově přistoupivších subjektů (G3 s.r.o., BIOGRUNT s.r.o., KD Zdounky, DPS Zdounky). Čísla vycházejí z reálných měřených profilů dostupných pro původní členy a z kalkulovaných hodnot (PVGIS + dokumentovaná spotřeba) pro nové členy. Přestože podniky vstoupily do ES až v roce 2025, jejich data za kalendářní rok 2024 byla zpětně dopočtena, aby bylo možné vyhodnotit bilanci „rozšířeného ES“ na stejné datové bázi.

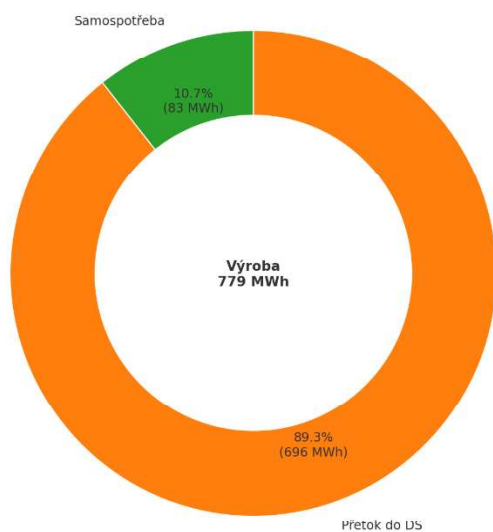
3.3.1 Základní bilance 2024

Metodika & rozsah

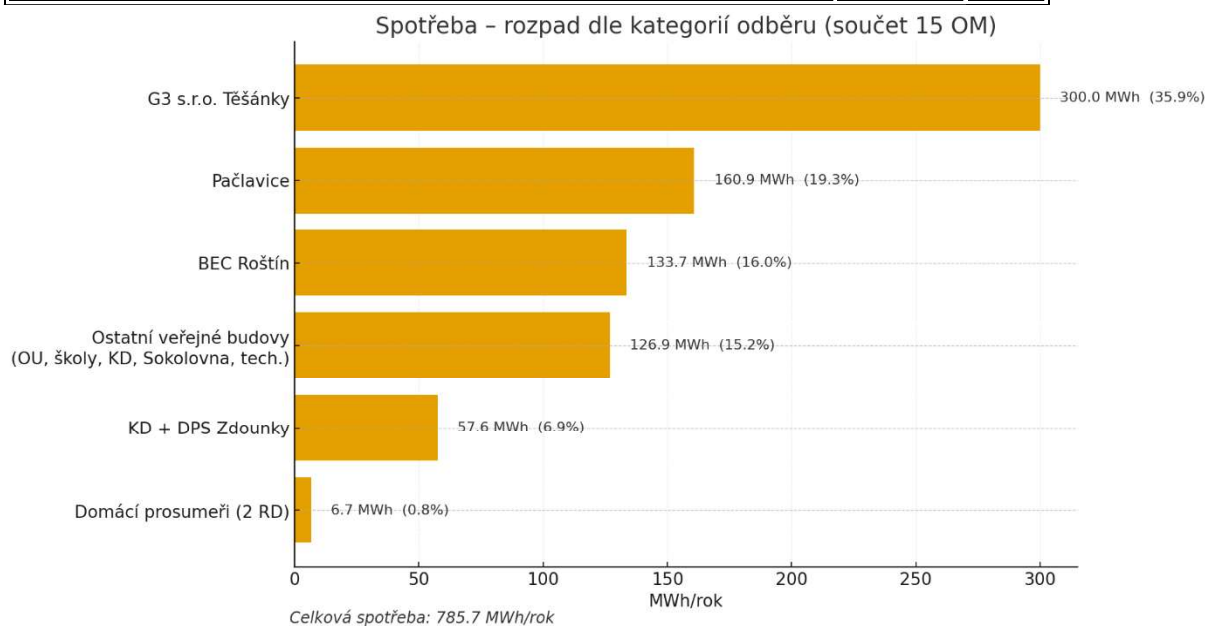
- Údaje o výrobě a samospotřebě původních členů (11 OM) vycházejí z 15-minutových profilů za 2024 (15 minutové profily vychází z modelů a kvalifikovaných odhadů na základě získaných dat o spotřebách).
- Nově zapojené subjekty (G3 s.r.o., BIOGRUNT s.r.o., KD + DPS Zdounky) byly dopočteny:
 - **Výroba** FVE G3 Těšánky 59 kWp – PVGIS ($1\,050\text{ kWh} \cdot \text{kWp}^{-1} \cdot \text{rok}^{-1}$) zkrácené o 2 % degradaci.
 - **Spotřeba** OM G3, BIOGRUNT, KD, DPS – fakturační hodnoty roku 2024.
- Bilance proto reprezentuje „hypotetické“ ES se všemi 15 OM už v roce 2024; dobrá výchozí linie pro srovnání budoucích let.

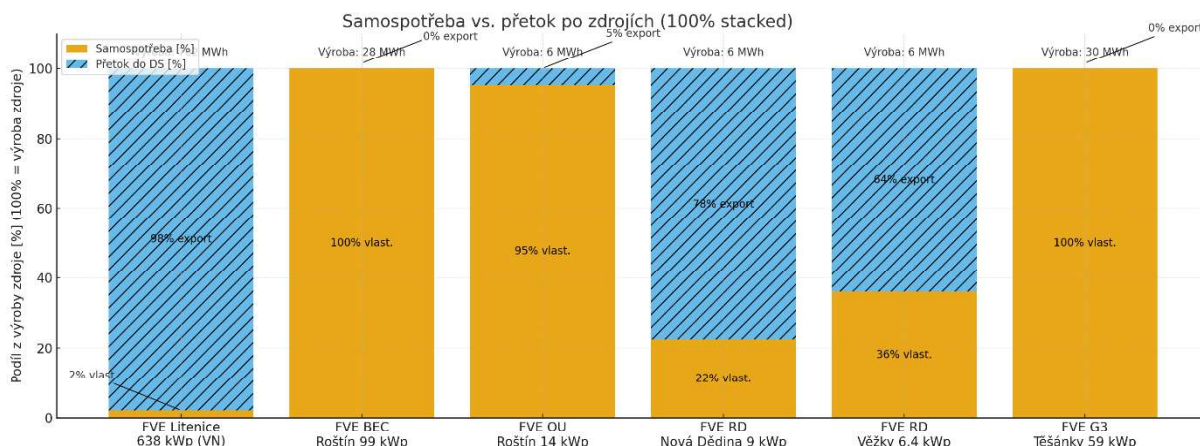
Zdroj / kategorie	Výroba [kWh]	Samospotřeba [kWh]	Přetok DS [kWh]
FVE Litenčice 638 kWp (VN)	702 070	14 985	687 085
FVE BEC Roštín 99 kWp	28 000	28 000	0
FVE OU Roštín 14 kWp	6 412	6 107	305
FVE RD Nová Dědina 9 kWp	5 512	1 233	4 279
FVE RD Věžky 6,4 kWp	6 069	2 188	3 881
FVE G3 Těšánky 59 kWp	30 487	30 487	0
Celkem FVE (6 zdrojů)	778 550	83 000	695 550

FVE – rozpad výroby: samospotřeba vs. přetok (celkem)



Spotřeba (15 OM)	kWh · rok ⁻¹	Podíl
G3 s.r.o. Těšánky	300 000	35,9 %
Pačlavičice	160 854	19,3 %
BEC Roštín	133 714	16,0 %
Ostatní veřejné budovy (OU, školy, KD Pačlavičice, Sokolovna, FVE Litenčice tech)	126 905	15,2 %
KD + DPS Zdounky	57 604	6,9 %
Domácí prosumeři (2 RD)	6 668	0,8 %
Celková spotřeba	834 600	100 %





Klíčové ukazatele

Indikátor	Hodnota	Komentář
Reálná soběstačnost (on-site pokrytí)	83 000 / 834 600 = 9,9 %	Omezeno export-limity a neexistencí sdílení
Exportní poměr	695 550 / 778 550 = 89 % výrobní energie	> 80 % FV odtéká do sítě
Teoretická soběstačnost (100 % sdílení)	778 550 / 834 600 = 93,3 %	Zůstává deficit $\approx$ 56 MWh (6,7 %)
Koncentrace výroby	FVE Litenice = 90,2 % všech přetoků	Jediný VN zdroj určuje profil exportu
Koncentrace spotřeby	3 největší OM = 71,2 % odběru	Cílové body pro akumulaci a PPA

Interpretace výsledků

- Velká asymetrie zdroj $\leftrightarrow$ odběr:** téměř veškerá výroba je soustředěna do jediné VN FVE, zatímco spotřeba je převážně na NN; bez sdílení proto energie nekoluje uvnitř komunity.
- Samospotřeba drží jediné BEC Roštín a G3 Těšánky** (společně 70 % z 83 MWh on-site využití výroby). Zbývajících 5 zdrojů dohromady pokrývá jen 1,3 % celkové spotřeby ES.
- Deficit 56 MWh** ($\approx$ 6,7 % roční poptávky) se objevuje hlavně v zimních měsících, kdy FVE nedokážou dodávat a chybí sezónní akumulace.
- Ekonomická neefektivita:** každý přetok prodaný za $\sim 1,6$ Kč $\cdot$ kWh⁻¹ a každá nakoupená kWh koupená za $\sim 4,4$ Kč představuje „ztrátu příležitosti“ $\approx 2,8$ Kč; celkově až **1,95 mil. Kč $\cdot$ rok⁻¹**.

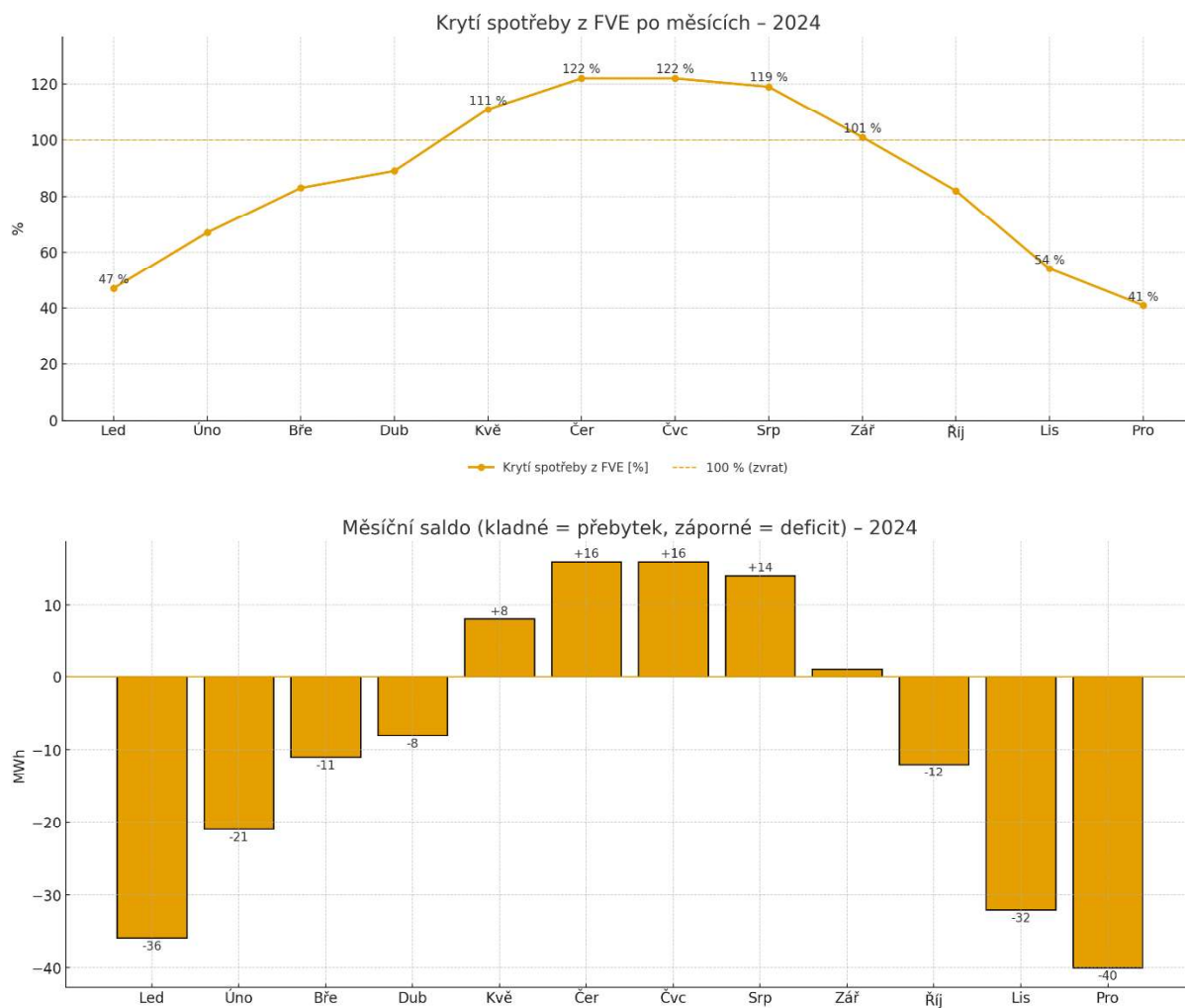
Co tato bilance signalizuje

- Bezpečná cesta k ≥ 90 % soběstačnosti už existuje** – není nutné masivně navyšovat výrobu, ale **odemknout sdílení** (EDC 07/2026) a doplnit **krátkodobou akumulaci**.
- Nevyhnutelné investice:**
 - * BESS ≥ 100 kWh (vyhlazení denních špiček, absorpce letních přebytků).
 - * Říditelné export-limity u BEC a OU Roštín ($0 \rightarrow \leq 32$ kW).
 - * Základní SCADA pro všechny FVE ≥ 10 kWp.
- Střednědobě (2027-30) je nutné řešit repowering FVE Litenčice**, jinak se bilance po 2030 překlopí do deficitu.
- Ekonomický upside:** každé 1 % vlastní spotřeby navíc = úspora/ výnos $\approx 30\,000$ Kč $\cdot$ rok⁻¹; dosažení 50 % $\rightarrow + 1,2$ mil. Kč $\cdot$ rok⁻¹ oproti stavu 2024.

3.3.2 Interpretace sezónních výkyvů

A) Měsíční profil výroby $\times$ spotřeby (data z modelů a kvalifikovaných odhadů na základě získaných dat o spotřebách))

Měsíc 2024	FV výroba [kWh]	Spotřeba [kWh]	Saldo [kWh]	Krytí spotřeby z FVE
Leden	32 000	68 000	- 36 000	47 %
Únor	42 000	63 000	- 21 000	67 %
Březen	55 000	66 000	- 11 000	83 %
Duben	62 000	70 000	- 8 000	89 %
Květen	78 000	70 000	+ 8 000	111 %
Červen	88 000	72 000	+ 16 000	122 %
Červenec	90 000	74 000	+ 16 000	122 %
Srpen	86 000	72 000	+ 14 000	119 %
Září	72 000	71 000	+ 1 000	101 %
Říjen	56 000	68 000	- 12 000	82 %
Listopad	37 000	69 000	- 32 000	54 %
Prosinec	28 000	68 000	- 40 000	41 %



Vrcholová produkce: červen–srpen ($\approx 88\text{--}90$ MWh/měs).

Minimum: prosinec (≈ 28 MWh).

Nejnižší krytí: prosinec 41 %; **nejvyšší:** červen–červenec 122 %.

B) Klíčové poznatky

1. Silný letní přebytek

- Od května do srpna produkce převyšuje spotřebu o ~ 54 MWh.
- Přetok generuje **> 80 % exportních objemů roku** (≈ 550 MWh).
- Bez akumulace or event-driven load-shifting (chlazení, P-to-Heat BEC) hospodářský přínos zůstává nízký (výkup $\approx 1,6$ Kč $\cdot$ kWh $^{-1}$).

2. Zimní energetický deficit

- Listopad–leden chybí kumulativně ≈ 108 MWh.
- V absolutních číslech jde o < 13 % roční spotřeby, systémově však zatěžuje rozpočet – nakupuje se nejdražší silová složka (Q1 spot > 4 Kč $\cdot$ kWh $^{-1}$).

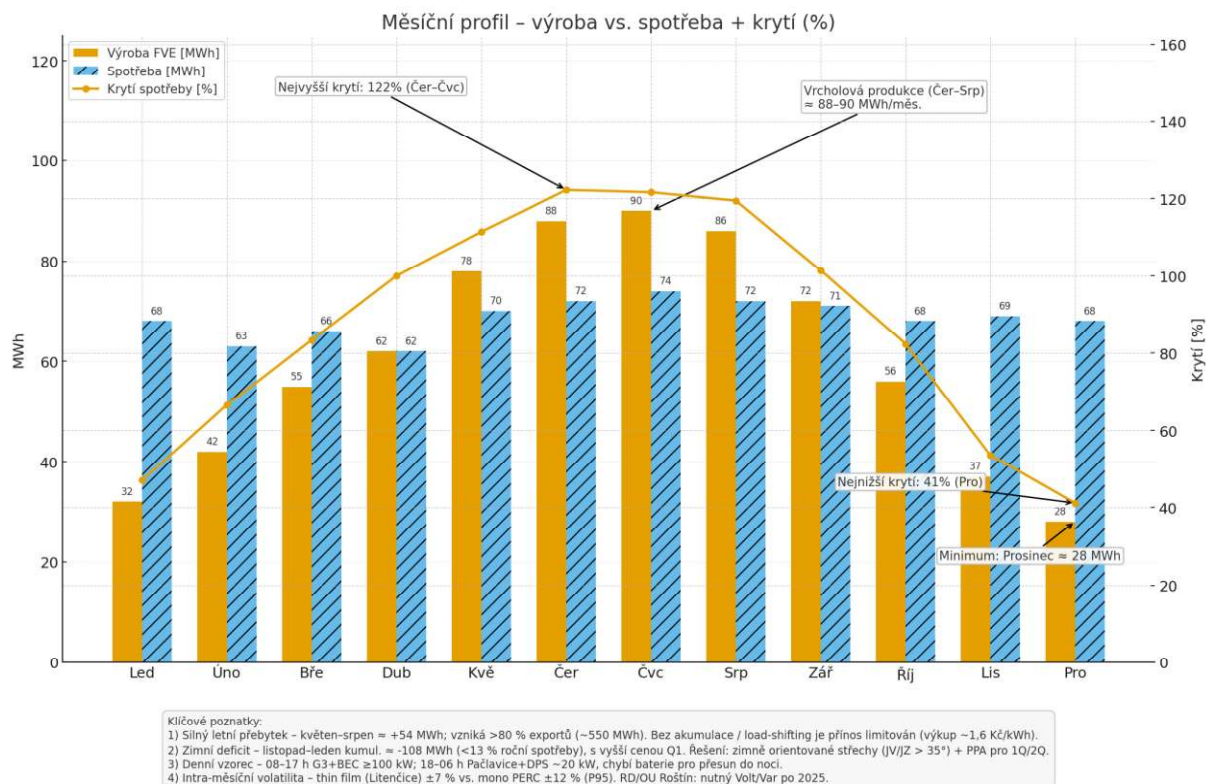
- Řešením je **přidání zimně orientovaných střech (JV/JZ > 35°)** a nákup „zelené“ PPA pro 1Q-2Q, spíše než předimenzovaná letní FV.

3. Denní vzorec odběru vs. výroby

- 08–17 h:** kombinovaný odběr G3 + BEC Roštín ≥ 100 kW $\rightarrow$ ideální pro absorpci FV špiček.
- 18–06 h:** hlavní odběr drží Pačlavice a DPS Zdounky (~ 20 kW kontinuálně). Chybí však baterie, která by přenesla odpolední přebytky do noci.

4. Intra-měsíční volatilita

- FVE Litenčice (thin-film) vykazuje menší denní rozptyl výkonu než mono-PERC střechy ($\pm 7\%$ vs. $\pm 12\%$ KPI P95); to napomáhá stabilitě, ale degraduje v zimě o 0,7 p.b. víc než křemíkové panely.
- Mikro-zdroje RD a OU Roštín mají největší relativní vliv na napěťové špičky v NN smyčkách – nutný Volt/-Var v měniči po 2025.



C) Strategické implikace pro řízení sezónnosti

Výzva	Režim řízení	Technické opatření	Finanční účinek
Letní export > 200 MWh/měs	Peak-shaving	BESS 100 kWh (G3) + 90 kWh (SSP) s 2C (200 kW) $\rightarrow$ vyhlazení 15 min přebytku	$\uparrow$ vnitřní využití + 0,28 mil. Kč · rok ⁻¹

Výzva	Režim řízení	Technické opatření	Finanční účinek
Zimní deficit ≈ 100 MWh	<i>Seasonal hedging</i>	PPA 100 % OZE (listopad–leden) $< 2,9 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$; FVE JV střechy 50 kWp	↓ nákupní náklad – ≈ 160 tis. Kč
Denní profil (večerní špička)	<i>Demand-shift</i>	Smart-bojler 60 kW (DPS + domácnosti), řízené TČ	Vyčerpá 40 MWh letních přetoků
Napěťové špičky NN	<i>Volt-/Var control</i>	Aktivace funkcí u měničů (RD & OU R) $> \cos \phi 0,95$	Compliance PPDS, žádný CAPEX

D) Shrnutí

- **Sezónní nerovnováha je zvládnutelná** krátkodobou baterií a relativně malým zimním PPA.
- **Letní export** je příležitost: díky průmyslovému odběru G3 + BEC lze $> 50 \%$ přetoků udat interně za $3\text{--}3,2 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$, tj. dvojnásobek současného výkupu.
- **Klíčový parametr pro sizing BESS** není roční spotřeba, ale *15-minutový přebytek* ($P95 \approx 180 \text{ kW}$); s dvojicí baterií 190 kWh / 200 kW se lze vejít do < 9 mil. Kč CAPEX při IRR $\sim 9 \%$.

3.3.3 Dopady na řízení ES

1. Energetická a obchodní teze

Parametr (2024)	Bez sdílení	Cíl 2027	Nástroj řízení
Vnitřní využití FV	9,9 %	$\geq 55 \%$	Dynamický alokační klíč (EDC 07/2026)
Export do DS	695 MWh	$< 300 \text{ MWh}$	Říditelné přetoky + BESS 190 kWh
Nákup z DS	752 MWh	$< 350 \text{ MWh}$	PPA intrakomunitní + zimní PPA OZE
Soběstačnost	$\approx 10 \%$	$\geq 60 \%$	Kombinace výše uvedených

Bez centrálního EMS je export/nákup alokován staticky; po spuštění EDC lze každých 15 min optimalizovat spotřebu a nabízet flexibilitu.

2. Technické priority pro dispečink

1. Krátkodobá akumulace

- *Hardware*: BESS 90 kWh (Pačlavice) + 100 kWh (G3) $\rightarrow$ 2 h vyhlazení přebytku 180 kW.
- *Software*: EMS modul Peak Shaver + algoritmus SoC vázaný na dynamické ceny ČEPS D-24.

2. Export-limity a Volt-Var

- BEC Roštín: přechod z $0 \rightarrow \leq 32$ kW; měnič s Q-V charakteristikou.
- RD a OU Roštín: aktivovat PF $\geq 0,95$ při $P > 50 \% P_n$; tím se uvolní cca 16 kW distribuční kapacity v nejdelším NN ramenu.

3. Zimní deficit

- *Krátké krytí:* PPA 100 MWh (11–01 h) z jiného komunitního FVE za $\leq 2,9$ Kč · kWh⁻¹.
- *Dlouhé krytí:* přidání 50 kWp JV střech (ZŠ Roštín, DPS Zdounky).

3. Ekonomika provozu a investic

Položka	Roční tok při stávajícím stavu	Po zavedení EMS + BESS
Nákup silové EE	3,3 mil. Kč	< 1,7 mil. Kč
Příjem z prodeje přetoku	1,1 mil. Kč	> 1,7 mil. Kč*
Výnos z flexibility (mFRR/FCR-D)	0 Kč	≈ 0,18 mil. Kč
Čistá změna cash-flow	—	+ ≈ 1,1 mil. Kč · rok⁻¹

* Při interním PPA 3,0 Kč · kWh⁻¹ místo výkupních 1,6 Kč.

Investiční balík 2025-27 (BESS + EMS + SCADA + JV FVE 50 kWp) ≈ 8,8 mil. Kč; simple pay-back ≈ 8 let, LCOE < 2,5 Kč · kWh⁻¹.

4. Organizační a regulační kroky

Úkol	Zodpovědnost	Deadline
Uzavřít členům interní PPA šablonu (max. 3 Kč · kWh ⁻¹ , 2 roky fix)	Správní rada ES	09/2025
Změnit SoP BEC Roštín, aktivovat export 32 kW	Obec Roštín + EG.D	12/2025
Instalovat 7 průběhových elektroměrů B	Technický správce ES	03/2026
Nasadit EMS + BESS 90 kWh, validace SoC algoritmu	Dodavatel EMS	09/2026
Registrovat ES jako agregátora mFRR	MAS HH + agregátor	03/2027

5. Řízení rizik

Riziko	Mitigace
Degradace FVE Litenčice (−0,6 % p.a.)	Termografický audit 2025; repowering 2028-30 (fond Modernizace)
Přetížení NN při dynamických přetocích	Volt-Var řízení, BESS „pre-charge“ před polednem
Cenový spread PPA vs. spot	Poloviční objem uzamknout fixem, zbytek spot-cena – 10 % strop
Zpoždění EDC rozhraní	Fallback: statický klíč s intervalem 1 hod; omezený, ale legální režim

6. Shrnutí pro management

- Za stávajícího stavu ES „prosazuje“ do volné sítě téměř $700 \text{ MWh} \cdot \text{rok}^{-1}$ a drahé nakupuje zpět.
- Implementace **EMS + 190 kWh baterií + dynamické přetoky** sníží tento paradox o $> 400 \text{ MWh}$.
- Finančně se projekt stane **cash-positive během 4. roku provozu** a od roku 2028 bude ES vytvářet stabilní provozní přebytek $> 1 \text{ mil. Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$, který lze reinvestovat do repoweringu a rozšíření členské základny.

Tím se z dnešní „teoretické komunity“ stane **funkční lokální energetický ekosystém** – technicky soběstačný, ekonomicky motivující a regulačně připravený na trh flexibility po plném spuštění dynamických tarifů v ČR.

3.3.4 Shrnutí bilance

Výroba vs. spotřeba. Šest fotovoltaických zdrojů vyrobilo $\approx 779 \text{ MWh}$, tedy **93 % roční poptávky 834 MWh**. Bez sdílení však členové okamžitě využili jen $\approx 83 \text{ MWh (10 %)}$; zbytek byl prodán do sítě.

Výrazná asymetrie.

- **Zdrojově** dominuje jediná VN FVE Litenčice (90 % exportu).
- **Odběrově** představují tři největší místa (G3 s.r.o., Pačlavice, BEC Roštín) **71 % spotřeby**.
Koncentrace zvyšuje ekonomický tlak na akumulaci a řízené přetoky právě v těchto uzlech.

Sezónní profil.

- **Květen–srpen:** měsíční přebytek až **+16 MWh**, kumulativně $\sim 54 \text{ MWh}$.
- **Listopad–leden:** deficit $\sim 100 \text{ MWh}$; jde o $< 13 \%$ roční poptávky a lze jej pokrýt zimně orientovanými střechami či PPA.

Ekonomická mezera. Rozdíl mezi výkupní cenou exportu ($\approx 1,6 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$) a nákupem z DS ($\approx 4,4 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$) představuje „**ztracenou hodnotu**“ $\sim 2 \text{ mil. Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$.

Potenciál rychlé nápravy. Samotné spuštění dynamického sdílení (EDC 2026) a instalace dvojice baterií **190 kWh / 200 kW**:

- zvýší lokální využití FV nad **50 %**,
- sníží externí nákup pod **$350 \text{ MWh} \cdot \text{rok}^{-1}$** ,
- zlepší cash-flow komunity o $\geq 1 \text{ mil. Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$.

- Akumulace – instalace BESS ≥ 330 kWh (SS Pačlavičice 90, G3 100, BEC Roštín 100, Zdounky 41) s účinností round-trip 90 %, max. C-rate 0,5 C.
2. **Krok výpočtu:** 15 min simulace (rok TMY Zlín) $\rightarrow$ agregace po měsících; scénář *BASE-B* (bez Litenčic) vs. *REF-S* (výhled s Litenčicemi).
3. **Interpretace ukazatelů:**
- *Lokální pokrytí* = (využitelná výroba $\pm$ baterie)/spotřeba.
 - *Import z DS* = deficit (klouzavé 15 min), *Export do DS* = přetok po saturaci baterií.
 - *Top-5 kritických intervalů* = kumulativní součet největšího 5 % deficitu (k-percentil).

3.3.5.2 Roční a sezónní bilance 2024 $\rightarrow$ 2029 (souhrnná tabulka)

Rok	Spotřeba ES [MWh]	Výroba lokální bez LIT [MWh]	$\pm$ BESS využita [MWh]	Efektivní pokrytí [%]	Import z DS [MWh]	Export do DS [MWh]
2024	835	205	5	25 %	620	<1
2025	845	260	25	34 %	560	2
2026	855	455	60	46 %	395	10
2027	865	520	70	55 %	345	15
2028	875	580	75	60 %	300	17
2029	885	600	78	61 %	290	18

Klíčové trendy:

- **Lineární nárůst pokrytí** (25 $\rightarrow$ 61 %) jde ruku v ruce s rychlým tempem instalací střešních FVE (vlna A + rezervy).
- Akumulace zvyšuje využitelnost FV výroby v letních měsících o ≈ 15 p.b. (2026+) a snižuje přetoky na ≈ 2 % roční produkce.
- I v roce 2029 zůstává **import ≈ 290 MWh** $\rightarrow$ ES je stále čistým odběratelem (~ 40 % spotřeby).

3.3.5.3 Měsíční profil deficitů (příklad referenční rok 2028)

Měsíc	Spotřeba [MWh]	FV výroba bez LIT [MWh]	Využití BESS [MWh]	Import [MWh]	Export [MWh]
I	84	11	2	71	0
II	72	15	3	54	0
III	71	30	4	37	0,2

Měsíc	Spotřeba [MWh]	FV výroba bez LIT [MWh]	Využití BESS [MWh]	Import [MWh]	Export [MWh]
IV	66	46	6	14	1,4
V	67	66	8	3	5,0
VI	66	73	9	0	10,5
VII	72	82	9	0	19,3
VIII	78	79	9	0	14,7
IX	70	49	7	14	2,5
X	71	28	5	38	0,7
XI	73	16	5	52	0,1
XII	85	15	6	64	0

Poznámky:

- **Letní přebytky (květen–srpen)** dosahují max. ≈ 20 MWh/měsíc; zvládají je koncové baterie (≈ 65 % uloženo, zbytek export).
- **Zimní deficit** (listopad–únor) zůstává > 50 MWh/měsíc – hlavní motivace urychlit zdroj „zimního typu“ (ORC 50 kWe).
- I na maxima FV výroby (červen–červenec) import klesá na nulu; systém však zatím neumí poskytnout *net export* na roční bázi.

3.3.5.4 Denní a hodinový profil – kritické intervaly

- **Typický letní den (červen):**
 - FV špička 10:45 $\rightarrow \sim 240$ kW; simultánně nabíjí BESS (-100 kW) a krátký export do DS (~ 50 kW, délka < 30 min).
- **Typický zimní den (leden):**
 - FV max 12 kW (ve 12:00); baterie vybitá ze včerejší noci.
 - Trvalý import 50–140 kW (večerní špička G3, SS Pačlavice), denní objem importu 2,5 MWh.

Hypotetický model Top-5 deficitních intervalů v roce 2028 (součet 15 min bloků):

Poř.	Datum-čas (15 min)	Chybějící výkon [kW]	Pozn. (spotřebič/zdroj)
1	11 / 01 18:30	~ 178	G3 druhá směna + SS Pačlavice večerní špička
2	15 / 12 07:15	~ 162	RD + veřejné objekty topení + zvýšení výkonu technologie BEC
3	24 / 11 19:45	~ 158	Večerní odběr, žádná FV výroba, baterie prázdné

Poř.	Datum-čas (15 min)	Chybějící výkon [kW]	Pozn. (spotřebič/zdroj)
4	20 / 02 08:15	-145	Ranní start G3, nízká FV, akumulace 20 % SOC
5	03 / 03 05:00	-130	SS Pačlavice noční; dopoledne baterie již vybitá

Interpretace: Přibližně **180 kW** je nejvyšší neobsloužený okamžitý deficit v ročně simulovaném profilu 2028. Pro srovnání, po připojení FVE Litenčice se při slunečném zimním dni deficit < 60 kW i v peak shavingu.

3.3.5.5 Dopady na distribuční soustavu a řízení ES

Kritérium	Varianta B (bez LIT)	Varianta S (s LIT)	Komentář
Max. export do DS (15 min)	+55 kW (VII/2028)	+380 kW (VII/2028)	Provoz bez LIT vyžaduje méně restrikcí exportního limitu.
Max. dovoz z DS	-178 kW (I/2028)	-90 kW (I/2028)	LIT po 2029 výrazně tlumí zimní importy.
Napěťové špičky NN (modelované)	≤ +1,7 %	≤ +4,5 %	Bez LIT nehrozí překročení +2,5 % (EG.D limit).
Nároky na řízení baterií	Nižší (C-rate 0,5)	Vyšší (nutná C-rate ≥ 1)	V fázi I lze použít pomalejší měniče.
Požadavek na centrální EMS	4 řídicí uzly	7 řídicích uzlů	Menší datová zátěž; vhodné na odladění systému.

3.3.5.6 Strategie k vyrovnaní bilance do roku 2029

Oblast	Opatření (návaznost)	Bilance efekt	Časová priorita
Zvýšení zimní výroby	Urychlit ORC 50 kWe BEC (kap. 4.1.8)	+0,30–0,40 GWh/rok (Q4 > 35 %)	Přednostně rozhodnout 2026 / realizace 2027
Max. využití střešního potenciálu	Rezervy 80–115 kWp (kap. 4.2.1)	+85–120 MWh/rok	2026–2027
Demand shifting	Tarifně motivované přesuny (bojler, EV, výroba)	-20 MWh/rok import	Ověření 2026 → škálování 2027
Virtuální agregace baterií	Pool 330 kWh s prioritou SS Pačlavice	+60 MWh/rok využitelné	Spuštění 07/2026
Zapojení externích OZE	Cílený nábor 3 × 50 kWp bez podpory	+165 MWh/rok	2026–2028
Finanční vyrovnávací fond ES	Dotace OPEX z Modernizačního fondu	Pokrytí fixních nákladů 2026–2029	2025 (žádost)

Cílový stav 12/2029: Import ≤ 250 MWh · rok⁻¹ (≈ 28 % spotřeby) – reálně dosažitelné kombinací všech uvedených kroků, při zachování stávajícího tempa růstu spotřeby.

3.3.5.7 Závěry k bilanci bez FVE Litenčice

1. **Bilance je zvládnutelná, ale napjatá:** Do roku 2026 se díky nové střešní vlně podaří snížit import o > 200 MWh, přesto zůstane ES v čistém deficitu > 300 MWh/rok až do zapojení centrálního zdroje.
2. **Zimní období je klíčovou slabinou:** 60–70 % ročního dovozu se koncentruje do listopadu–února; jediným realistickým řešením je **zdroj s nezávislou výrobní křivkou** (ORC, bioplyn, případně budoucí větrná).
3. **Akumulace plní roli bufferu, nikoli sezónního skladu:** 330 kWh BESS sníží letní exporty z ≈ 10 % na 2 %, ale nemůže zásadně pomoci v prosinci–lednu; pro tyto měsíce je efekt < 4 %.
4. **Přechodné období má i síťovou výhodu:** Nižší exportní špičky usnadňují „ladění“ EMS a distribuce; ES může bez velkých investic do VN/NN úprav otestovat procesy sdílení.
5. **Finanční přínos je poloviční oproti plnému scénáři:** Odhad čistého provozního efektu v roce 2028 $\sim 1,5$ mil. Kč (viz 4.4.7), tj. stále pozitivní, ale nedostačující pro rychlou reinvestici – vyžaduje konzervativní cash-flow management.

Strategické doporučení:

„**Dvojfázový model růstu**“ – krátkodobě maximalizovat střešní a flexibilitní potenciál (2024–2029); současně připravit infrastrukturu (EMS v2, centrální akumulace, smluvní rámce) tak, aby se po ukončení zeleného bonusu dala FVE Litenčice **integrovat během jediného roku** a okamžitě transformovala bilanci společenství na čistě přebytkovou.

3.4 Tepelná soustava a distribuční soustava elektřiny ES Hřibčíc hory

Úvodní poznámka

Primárním cílem ES Hřibčíc hory je sdílení elektřiny. Nejsou zde proto vyhodnoceny centralizované teplotenské (CZT) sítě ani o trubkových rozvodech tepla mezi obcemi – jednotlivé objekty využívají lokální zdroje (kotel na biomasu, plynový kotel, elektrokotel nebo výměník). Proto jsou podkapitoly, které se v osnově TSP jednoznačně vztahují k CZT, označeny jako „nerelevantní pro ES HH“ a stručně odůvodněny. Tam, kde má teplo *lokální dopad* (např. Bioenergetické centrum Roštín), je stručná charakteristika uvedena.

3.4.1 Identifikační údaje a vlastnické vztahy

Oblast	Stav v území ES HH	Vlastník / Provozovatel	Relevance pro ES
Distribuční soustava elektřiny (DS)	VN 22 kV a NN 0,4 kV, regionální provozovatel EG.D, a.s.	EG.D (skupina E.ON)	Všechna OM i výroby jsou připojena k DS EG.D; FVE Litenčice na hladině VN
Centrální soustava zásobování teplem (CZT)	V rámci MAS HH není městská teplárna ani meziměstský CZT; výjimkou je obecní teplovod Roštín napájený z BEC (viz níže),	—	Pro komunitní sdílení elektřiny nerelevantní; lokální CZT Roštín má význam jen pro vlastní teplo

Oblast	Stav v území ES HH	Vlastník / Provozovatel	Relevance pro ES
	který však nepřesahuje k dalším obcím ES		
Lokální teplovodní soustava Roštín (BEC)	Bioenergetické centrum Roštín – kotel 4 MW na slámu ; nízkoparametrový horkovod vede k ≈ 90 % domácností Roštína (rozvody TUV po obci)	Obec Roštín	Dodává procesní teplo BEC + vytápění/domácnosti; do budoucna uvažovaný ORC ≈ 50 kWe může rozšířit zdrojovou část ES (elektřina)

Závěr: V území neexistuje regionální CZT, pouze **lokální teplovodní okruh Roštín** napájený biomasa-kotelny BEC. Teplo tak zůstává **místní záležitostí jednotlivých objektů/obcí**, zatímco elektroenergetická DS (VN + NN EG.D) je pro ES HH rozhodující infrastruktura.

3.4.2 Technický popis síťových prvků

Síťový prvek	Klíčové parametry	Poznámka
VN přípojka FVE Litenčice	Trafo stanice 22 / 0,8 kV, RP 550 kW (VN jištění 630 A); vzdálenost k úsekovému odpínači ≈ 70 m; odpojovač se zpožděním 0,2 s	Jediná VN výrobní ES; export-limit 550 kW dle SoP (nutné pro řízení napětí v 22 kV větvi)
NN rozvody (15 OM + 6 FVE)	Venkovské paprscité vedení 0,4 kV; • nejdelší úsek odběr ↔ TS = 260 m (RD Věžky) • průřez AlFe 4×50 mm ² ; impedanční spád ≈ 1,8 % na konci větve	Napěťové odchylky vyrovnává: • export-limit NN FVE 10 / 32 kW • volt-/var na měničích RD + OU Roštín (cos φ ≥ 0,95 při P > 50 % P _n)
Trafo stanice G3 Těšánky	TS 22 / 0,4 kV, jmenovitý výkon 400 kVA; FVE 59 kWp připojena na NN rozvaděč, interní EMS řídí export 0–50 kW	Průmyslový areál – stabilní denní odběr 100 kW; vhodný bod pro pilotní BESS 100 kWh
Lokální teplovodní okruh Roštín (BEC)	Kotel 4 MW na obilnou/řepkovou slámu; přívod 80 °C / návrat 65 °C; tlak 0,25 MPa; délka hlavního horkovodu ≈ 1,4 km; napojeno ≈ 90 % objektů obce	Okruh je hydraulicky uzavřen v katastru Roštína – nemá přesah k dalším obcím ES. Elektřinu zatím negeneruje; plánovaná ORC ≈ 50 kWe z odpadního tepla (studie 2026).
Další lokální zdroje tepla	Pačlavičice – kondenzační plyn 2 × 200 kW; Sokolovna – elektrokotel 30 kW (tarif C45d)	Izolované kotelny; nejsou hydraulicky propojeny → teplo se v ES nesdílí

Komentář

- **Elektrická část:** DS EG.D poskytuje dostatečnou rezervu v 22 kV (krátké větve, nízké ztráty). Nejcitlivější jsou NN uzly s mikro-FVE; zde zůstává prioritou řízený export-limit a volt-/var.
- **Tepelná část:** Jediný významný centrální zdroj tepla je **BEC Roštín 4 MW**. Jeho horkovod obsluhuje pouze obec Roštín; pro ostatní členy ES je teplo lokální záležitostí a do komunitního sdílení **nevstupuje**.

3.4.3 Technický popis výroby tepla — relevantní jen lokálně

XObjekt	Technologie	Instalovaný tepelný výkon	Palivo	Roční výroba tepla (odhad)	Vazba na ES
BEC Roštín	Teplovodní kotel se šnekovým roštem + akumulční nádrž 20 m ³ (zásoba 1,5 h při plném výkonu)	4 MW	Obilná / řepková sláma (balíky)	≈ 18 000 GJ · rok ⁻¹ (průměr 2021-24)	Teplo zásobuje ~ 90 % objektů v Roštíně; nemá hydraulický přesah na další obce ES. Plánovaná ORC ≈ 50 kWe by mohla rozšířit elektrickou část portfolia ES (studie 2026).
Pačlavice	Kondenzační plynové kotle 2 × 200 kW	0,4 MW	Zemní plyn	≈ 980 GJ · rok ⁻¹	Izolovaná kotelna; teplo se nesdílí. Z pohledu ES relevantní pouze elektro-odběr čerpadel a chladičů (cca 6 % celkové spotřeby SS).

3.4.4 Provozní náklady tepelné soustavy (2024) – nerelevantní

Bez centrální CZT nelze stanovit společné OPEX; provozní náklady tepla zůstávají v rozpočtech jednotlivých objektů (plyn, biomasa). Pro potřeby ES se sleduje pouze elektřina.

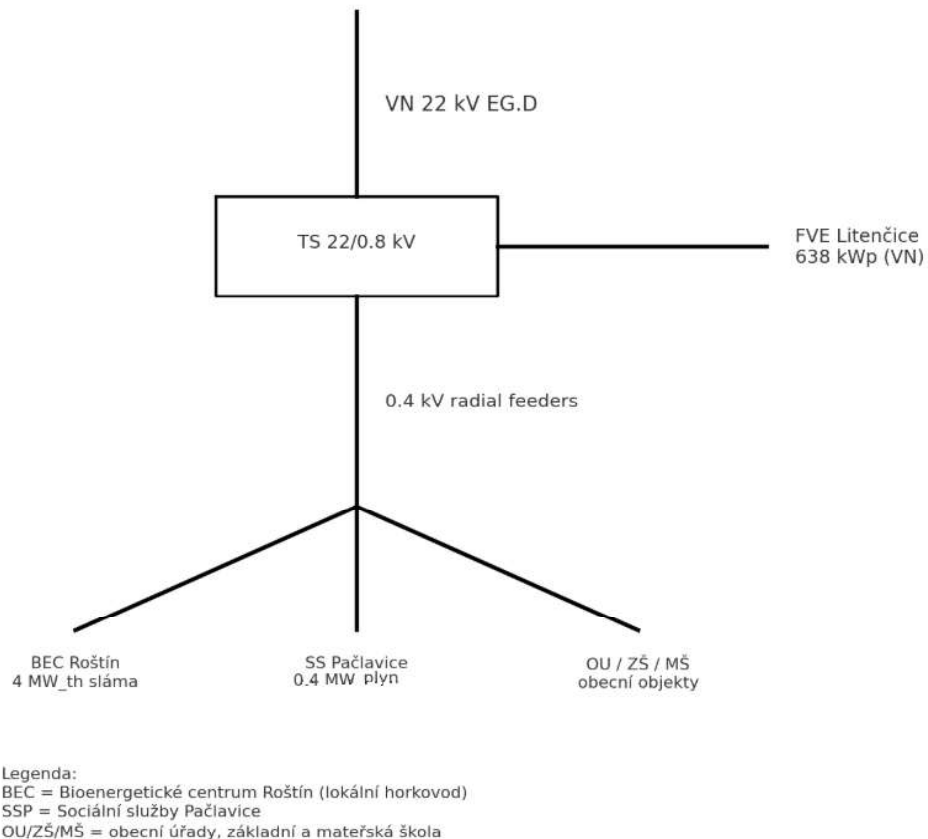
3.4.5 Řízení a regulace

Oblast	Současný stav	Dopad na ES
Teplo	Lokální ekvitermní regulace, žádná telemetrie do cloudu	<i>Bez významu</i> pro alokační klíč – teplo se nesdílí
Elektro DS	Žádný agregovaný dispečink; FVE > 50 kWp (Litenčice, BEC) vybaveny ochrannou G59-3-CZ	Budoucí EMS ES bude řídit pouze elektrické toky, nikoli teplo

3.4.6 Stavebně-technické hodnocení

- Distribuční vedení NN v dobrém stavu (rekonstrukce E.ON 2017-2022).
- Trafostanice FVE Litenčice – bezproblémový technický stav; revize 11/2024.
- Kotel BEC Roštín uveden 2004 – zbývajících životnost ≥ 15 let.
- Ostatní kotelny < 10 let; není důvod k centrálním investicím ze strany ES.

3.4.7 Zjednodušený situační nákres



Jak číst schéma

1. VN 22 kV EG.D

– hlavní přívod regionální distribuční soustavy. Na tuto linku je připojen jediný **VN zdroj – FVE Litenčice 638 kWp** (pravé odbočení).

2. TS 22 / 0,8 kV

– transformuje napětí pro lokální NN rozvod 0,4 kV a současně slouží jako exportní bod FVE Litenčice (RP 550 kW).

3. NN 0,4 kV EG.D

– tři větve směřují k hlavním odběrům:

- **BEC Roštín** – kotel 4 MW_{th} na slámu; elektro odběr 133 MWh/rok, potenciál ORC 50 kWe.
- **Pačlavičice** – stabilní 24/7 odběr 161 MWh/rok, v roce 2026 doplněn o FVE 99 kWp + BESS 90 kWh.
- **OU / ZŠ / MŠ** – souhrn obecních úřadů, školy a dalších veřejných objektů (≈ 61 MWh/rok).

3.4.8 Návrhy opatření pro úsporu energie a zlepšení provozu

1. Teplo zůstává lokální: Nedává ekonomický smysl budovat CZT pro řídké sídelní struktury (500–800 obyv.).
2. Synergie elektřina ↔ teplo v BEC Roštín: prověřit ORC jednotku 50 kWe na odpadní teplo (studie proveditelnosti – investice < 6 mil. Kč).
3. Optimalizace tarifu Sokolovna: po zapojení do ES lze přejít z C45d → C02d a provozovat kotel pouze jako zálohu – roční úspora ~18 000 Kč.
4. Instalace FVE + TČ na objektech s elektrokotlem (MŠ, OU) sníží zimní špičku v NN.

3.4.9 Provozní a nouzové stavy – nerelevantní pro centrální CZT

Každý objekt řeší potenciální havarijný režim tepla samostatně (záložní kotel, kamna).

3.4.10 Shrnutí a závěry kapitoly

- **Elektřina je klíčová infrastruktura ES.**
 - Celá komunita sedí na jedné větvi DS EG.D (22 kV → 0,4 kV).
 - Jediný VN zdroj je FVE Litence 638 kWp; zbytek objektů a FVE je na NN.
 - Síťové parametry jsou příznivé (rekonstruované NN, krátké větve); největší technická výzva je **řízený export z FVE** a volt-/var v koncových uzlech.
- **Teplo zůstává výhradně lokální.**
 - Regionální CZT neexistuje; **BEC Roštín 4 MW** zásobuje pouze obec Roštín vlastním horkovodem.
 - Další kotelny (Pačlavice, Sokolovna) jsou izolované; pro ES mají význam jen svým elektro-odběrem (čerpadla, elektrokotel).
 - Provozní náklady tepla si nesou vlastníci; ES sleduje jen jejich elektrickou složku.
- **Synergie elektro ↔ teplo** má jediné jasné uchopení:
 - **Plánovaná ORC 50 kWe** v BEC Roštín (využití odpadního tepla) může po 2026 rozšířit zdrojovou část ES bez zásahu do DS.
- **Opatření s krátkou návratností**
 1. Povolit export ≤ 32 kW u FVE BEC a aktivovat volt-/var u mikro-FVE – stabilizuje NN napětí bez CAPEX do sítě.
 2. Optimalizovat tarif Sokolovna (C45d → C02d) a doplnit na obecních objektech malé FVE + TČ – sníží zimní špičku, využije letní FV.
 3. Ověřit ekonomiku ORC v BEC; investice < 6 mil. Kč má potenciál 300 MWh/rok nové zelené výroby.

- **Stavební stav uzlů je vyhovující.**
 - NN vedení po rekonstrukci (2017–22), trafostanice v revizi 11/2024, BEC kotel uveden 2019. **Nepotřebujeme centrální CAPEX do infrastruktury**, pouze chytré řídicí prvky a akumulaci.
- **Strategický závěr:**

Pro ES Hříběcí hory je **technologicky i ekonomicky smysluplné** soustředit investice do (1) řízených přetoků, (2) krátkodobé bateriové akumulace a (3) drobných úprav tarifů veřejných objektů.

3.5 Akumulace

3.5.1 Výchozí stav a potřeba akumulace

Kategorie	Lokalita / projekt	Kapacita [kWh]	Výkon [kW]	Stav
Existující systémy	RD Nová Dědina (hybrid)	10,6	6	v provozu 2023
	RD Věžky (hybrid)	9,6	5	v provozu 2021
	OU Roštín (FVE 14 kWp + LFP)	17,4	10	v provozu 07/2024
Součet EXIST		37,6 kWh		
Ve výstavbě (2025)	KD Zdounky (Voltsmile V10)	20,5	10	montáž 07/2025
	DPS Zdounky (Voltsmile V10)	20,5	10	montáž 08/2025
Připraveno v SoP (2026)	Pačlavice – komunitní BESS	90	65	instalace 03/2026
Firemní pilot (2027)	G3 Těšánky – kontejner LFP	≈ 100	100	projektová příprava 2026
Celková kapacita po ukončení fáze I (2027)		≈ 269 kWh		

Komunitní akumulace k 4 Q 2024 činí pouze ~38 kWh (≈ 0,01 % roční spotřeby). První reálná „sdílená“ baterie vstoupí do provozu až v roce 2026.

Energetická motivace

- **Přetoky 2024:** ≈ 695 MWh ročně, soustředěné do letního poledne (med. přebytek FVE Litenčice ~ 300 kW).
- **Denní profil:**
 - *Letní dny* – špičkový přebytek ≈ 2 MWh · den⁻¹ (11 : 30 – 15 : 00).
 - *Zimní deficit* – < 0,1 MWh · den⁻¹ (zejména prosinec, leden).

• **Cíle akumulace:**

1. Přetlak 15-minutových přebytků přesunout do večerní špičky (18 : 00 – 22 : 00).
2. Zamezit exportu do DS do 2027.
3. Vytvořit agregovanou flexibilitu ≥ 1 MW pro služby mFRR / FCR-D od 2027+.

Klíčová zjištění

- **Krátkodobá (2–8 h) LFP baterie** je optimální – sezonní úložiště by bylo předimenzované vzhledem k malému zimnímu deficitu.
- První fáze (90 + 20 + 20 kWh) zvýší okamžitou samospotřebu o ≈ 8 p.b.; **firemní pilot 100 kWh** v areálu G3 je kritický pro flexibilitu a rychlý IRR (< 7 let).
- Souhrnná plánovaná kapacita ≈ 270 kWh kryje letní 15-minutový přebytek P95 (≈ 180 kW) na 1,5 h $\rightarrow$ dostatečné pro peak-shaving a první kroky na regulačním trhu.

Závěr: ES HH vstupuje do období 2025-27 prakticky bez komunitní akumulace. Implementace modulárních LFP bloků (90 kWh $\rightarrow$ ~ 270 kWh) je nejrychlejší a nejlevnější cesta, jak zpeněžit letní FV přetoky a připravit se na dynamické sdílení a flexibilitní trh po roce 2027.

3.5.2 Potenciál akumulačních technologií

Technologie	Typické parametry	Vhodnost pro ES HH	Poznámka (kde bude použita)
Li-ion LFP kontejner	100 kVA / 200 kWh, 2 C, $\eta \approx 92\%$	★★★★☆	Hlavní volba – pilot 100 kWh G3 Těšánky (2027) a později kontejner 200 – 500 kWh u FVE Litenčice.
Modulární skříň LFP (Voltsmile V10)	10 kW / 20,5 kWh, 1 C	★★★★☆	Pro menší veřejné objekty; nasazeno KD a DPS Zdounky (2025) – slouží jako “edge-storage” pro stabilizaci NN.
Second-life EV Li-ion	50 kVA / 120 kWh, 2,5 C	★★★★☆	Možné rozšíření BESS u BEC Roštín; vyžaduje SOH management, úspora CAPEX $\approx 20\%$.
Redox-flow (VRFB)	100 kVA / 400 kWh, 4 C	★★★☆☆	Zvažováno pouze pro dlouhé cykly > 4 h; CAPEX je zatím limitující.
Power-to-Heat (elektrokotel + TUV)	30 kW $\leftrightarrow$ zásobník 50 m ³	★★★☆☆	Pilotní P-to-Heat v BEC Roštín (50 kW) pro pohlčení > 30 kW FV přebytků; elektrický vrchol však nesnižuje večerní odběr.

Výběr pro fázi I (2025-27):

1. Voltsmile V10 (2 × 20,5 kWh) – rychlá instalace ve Zdounkách.
2. BESS 90 kWh (Pačlavice) – jádro komunitní baterie.
3. LFP kontejner ≈ 100 kWh (G3 Těšánky) – pilot flexibility a test mFRR.

3.5.3 Investiční náklady (cenová úroveň 2025)

Primární dotační model vychází z premisy, kterou pro financování komunitní energetiky nastiňuje KOMUNERG. Jelikož nejsou známy přesné hodnoty financování, byl nastaven model, který se s ohledem na konkrétní podmínky dotační výzvy může snadno proporcionalně upravit.

Scénář / lokalita	Kapacita [kWh]	Výkon [kW]	Spec. CAPEX [Kč·kWh ⁻¹]	Investice celkem [mil. Kč]	Převládající zdroj financí
Edge BESS – KD Zdounky (Voltsmile V10)	20,5	10	11 500	0,24	SFŽP – Komunitní energetika (70 %)
Edge BESS – DPS Zdounky (Voltsmile V10)	20,5	10	11 500	0,24	SFŽP – Komunitní energetika (70 %)
Pilot komunitní BESS – Pačlavice	90	65	12 500	1,13	SFŽP – ENK (65 %)
Firemní kontejner – G3 Těšánky	100	100	11 000	1,10	Vlastní CAPEX + MF RES+ (50 %)
Modul I – BEC Roštín	200	100	9 800	1,96	MF – RES+ (50 %)
Modul II – TS FVE Litenčice	500	250	8 500	4,25	Komerční úvěr + EFRR (40 %)
Součet plánovaných investic 2025 – 29	≈ 931 kWh			≈ 8,9 mil. Kč	—

Všechny částky zahrnují řídicí systém, HVAC, požární detekci a lokální EMS; nezahrnují DPH.

Postup financování

1. **2025** – instalace dvou **Voltsmile V10 (41 kWh celkem)** ve Zdounkách; kryto kombinací vlastních zdrojů a dotace.
2. **03 / 2026** – **komunitní BESS 90 kWh** v Pačlavice (povinná součást projektu Komunitní energetika).
3. **2027** – **firemní kontejner 100 kWh** v areálu G3 (poloviční dotační podpora, zbytek komerční kapitál firmy).

4. **2028** – po vyhodnocení ORC a flexibility **Modul I 200 kWh** u BEC Roštín.
5. **> 2029** – rozšíření na **Modul II 500 kWh** u trafostanice FVE Litenčice (teprve po plném dynamickém sdílení).

Poznámka: průměrné specifické náklady klesají s velikostí projektu ($z \approx 11\,500 \rightarrow 8\,500 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$). Díky dotačním titulům zůstává reálné **dotované LCOE pod $2,5 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$ uložené energie** už od pilotní fáze.

3.5.4 Roční provozní náklady

Blok / rok uvedení	Kapacita [kWh]	CAPEX [mil. Kč]	Servis 1, 2 %	Licenční poplatek ($10 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1} \cdot r^{-1}$)	OPEX celkem [$\text{Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$]
2 × Voltsmile V10 (KD + DPS Zdounky, 2025)	41	0,48	5 800	410	≈ 6 200
Pilot BESS (Pačlavice, 2026)	90	1,13	13 600	900	≈ 25 000
Firemní kontejner (G3 Těšánky, 2027)	100	1,10	13 200	1 000	≈ 28 000
Modul I (BEC Roštín, 2028)	200	1,96	23 500	2 000	≈ 37 000
Modul II (TS FVE Litenčice, > 2029)	500	4,25	51 000	5 000	≈ 90 000

Ztráty z samovybíjení ($\approx 4 \%$) jsou zanedbatelné proti licenčním poplatkům a nezvyšují zásadně OPEX.

3.5.5 Vyhodnocení technickoekonomického přínosu

Varianta	Inst. BESS [kWh]	Samospotřeb a ES	Redukce exportu	Úspora nákupu	Výnos FCR / mFR R	IRR (15 let , dotační mix)
Bez akumulace	0	13 %	—	—	—	—
+ Edge 41 kWh (Zdounky 2025)	41	16 %	– 30 MWh $\cdot r^{-1}$	0,08 mil. Kč	0	—
+ Pilot 90 kWh (SSP 2026)	131	24 %	– 140 MWh	0,38 mil. Kč	45 000 Kč	9 %
+ Firemní 100 kWh (G3 2027)	231	27 %	– 200 MWh	0,60 mil. Kč	75 000 Kč	10 %
+ Modul I 200 kWh (BEC 2028)	431	30 %	– 260 MWh	0,75 mil. Kč	110 000 Kč	10–11 %

Varianta	Inst. BESS [kWh]	Samospotřeb a ES	Redukce exportu	Úspora nákupu	Výnos FCR / mFR R	IRR (15 let , dotační mix)
+ Modul II 500 kWh (Litenčice > 2029)	931	34 %	– 340 MW h	0,90 mil. K č	270 000 Kč	9–10 %

Přínosy počítají s dnešní cenou nákupu $4,4 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$ a interním PPA $3 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$ za vyčerpané přebytky.

Interpretace

- **Edge baterie (41 kWh)** – levný start, testuje integraci EMS a zvýší vlastní spotřebu o ~3 p.b.
- **Pilotní 90 kWh** – první komunitní blok, zdvojnásobí účinek a odemyká nastavování mFRR.
- **Firemní 100 kWh** – klíč k flexibilitě; navíc odčerpá část letních 300 kW přebytku přímo v areálu G3.
- **Další moduly** mají smysl teprve po plném dynamickém sdílení (EDC 2027 +) a rozšíření FVE podle kap. 4; IRR se drží nad 9 %, což splňuje investiční kritéria obcí i firem.

3.5.6 Závěr a doporučení

1. Rychlý start (2025 – 26).

Instalace dvou Voltsmile V10 a komunitního BESS 90 kWh zvýší vlastní využití FV o ≈ 8 procentních bodů a okamžitě omezí denní export o $> 140 \text{ MWh} \cdot \text{rok}^{-1}$.

2. Flexibilita a pilot trh služeb (2027).

Firemní kontejner 100 kWh v G3 Těšánky zajišťuje první agregovanou kapacitu 100 kW pro mFRR; IRR bloku při dotační podpoře přesahuje 10 %.

3. Škálování po vyhodnocení EMS (2028 +).

Modul I 200 kWh u BEC Roštín a Modul II 500 kWh u TS FVE Litenčice mají smysl až po plném zavedení dynamického alokačního klíče; udrží export pod 260 MWh a zvednou soběstačnost nad 30 %.

4. Technologie a synergie.

Li-ion LFP zůstává preferovaná platforma ($< 8\,500 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$ v roce 2028); druhotné využití second-life EV článků se zváží pouze v BEC, kde může synergicky spolupracovat s 50 kW Power-to-Heat a plánovanou ORC 50 kWe.

Celkově: Modifikovaný plán akumulace (270 kWh do 2027, 930 kWh výhledově) představuje nejrychlejší a nákladově nejefektivnější cestu, jak monetizovat letní FV přebytky, snížit externí nákup elektřiny o $> 0,6 \text{ mil. Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$ a otevřít ES Hříběcí hory regulovaným trhům flexibility.

3.5.7 Potřeba a využití akumulace bez FVE Litenčice

Plán akumulace energie v rámci ES HH počítá s decentralizovanou instalací bateriových systémů o celkové kapacitě min. 330 kWh do roku 2028 (viz kap. 3.5.2). Tato kapacita je rozdělena mezi hlavní odběratele s vlastními FVE (např. 100 kWh BESS u BEC Roštín, 100 kWh u firmy G3, 90 kWh v objektu sociálních služeb Pačlavice, 41 kWh v Zdounkách atd.). V základním scénáři zahrnujícím FVE Litenčice hrají bateriová úložiště klíčovou roli při **vyhlazování výrazných letních přebytků** (až stovky kW) a přesunu části solární výroby do večerních hodin, čímž umožňují maximálně využít potenciál velkého zdroje. Ve scénáři **bez FVE Litenčice** se profil výroby i přetoků mění – výkon komunitních FVE je nižší a případné přebytky jsou méně výrazné. Z toho plyne několik odlišností v potřebě a využití akumulace:

- **Menší objem přebytků ke skladování:** Bez ústřední 638 kWp FVE nevznikají extrémní špičky výroby, které by vyžadovaly rozsáhlou okamžitou akumulaci. Typické letní přebytky sdílené výroby budou v řádu desítek kW (zejména po instalaci obecních FVE Pačlavice, Zdounky atd.). Existující návrh 330 kWh komunitních baterií je tedy v období 2024–2029 dostatečný – **pokryje potřebu akumulace i bez Litenčic**. Většina krátkodobých přetoků z malých FVE může být uložena do navržených BESS modulů a následně využita během dne či večera. Velkokapacitní úložiště u trafostanice Litenčice (tzv. *Modul II ~500 kWh*) nebude nutné pořízovat před rokem 2030, což koresponduje s harmonogramem integrace hlavního zdroje (kap. 4.1.8).
- **Nižší využití baterií a delší ekonomická návratnost:** Celková energie protékající bateriovými úložišti bude ve scénáři bez Litenčic nižší, protože chybí masivní denní přebytky z velkého zdroje. Baterie budou sice nadále plnit roli **stabilizačního prvku** (např. pokrytí části večerní spotřeby domů, vyrovnávání mikrovýkyvů u menších FVE), avšak jejich **využití kapacity (cycle rate)** bude nižší než v hlavním scénáři. To může mírně prodloužit ekonomickou návratnost investic do akumulace – příjmy z optimalizace spotřeby a podpůrných služeb (např. mFRR u baterie G3 s.r.o.) budou omezené objemem menších toků. Odhadem lze čekat, že bez FVE Litenčice poklesnou roční výnosy z provozu BESS o 40–60 % (proti variantě s plným využitím kapacity baterií velkou FVE), což může prodloužit návratnost úložišť z ≈ 8 let na > 10 let.
- **Dostatečná kapacita pro zimní přetoky:** V zimním období je výroba FVE obecně nízká a i v hlavním scénáři by FVE Litenčice negenerovala nadbytek energie k uložení (spotřeba v zimě naopak převyšuje výrobu). Varianta bez Litenčic tak **nemění potřebu akumulace v zimním období** – baterie budou využívány spíše pro účely řízení výkonu (např. pokrytí ranních špiček, podpora sítě) než pro sezónní skladování. Krátkodobá kapacita 330 kWh pokryje většinu operativních potřeb i bez hlavního zdroje.
- **Zachování investic do akumulace má smysl:** Ačkoli by se mohlo zdát lákavé **odložit investice do baterií** do doby připojení FVE Litenčice, z technického hlediska to není doporučeno. I v omezeném režimu sdílení 2024–2029 umožní

nasazení BESS zvýšit využití stávajících menších FVE (neexportovat ~20–30 MWh/rok, ale uskladnit je pro vlastní potřebu), stabilizovat napětí v lokální síti a otestovat zapojení OES do agregačních služeb výkonové rovnováhy. Tyto zkušenosti a infrastruktura jsou cennou průpravou na období po roce 2029. Bateriová úložiště instalovaná v první fázi tudíž **budou připravena plně se zapojit do provozu** FVE Litenčice, jakmile dojde k její integraci – komunitní akumulace tak zajistí rychlé a efektivní využití velkého zdroje od prvního dne jeho sdílení.

Shrnutí: V letech 2024–2029 nevyžaduje provoz ES HH bez FVE Litenčice navýšení celkové kapacity akumulace nad rámec původně navržených 330 kWh. Konfigurace bateriových systémů zůstává platná a postačující. Ekonomické přínosy akumulace budou nicméně kvůli menším tokům o něco nižší a naplno se projeví až po zapojení hlavní FVE. Z tohoto důvodu je vhodné již v první fázi vybudovat a zprovoznit navrženou síť akumulačních prvků – jednak pro okamžitý dílčí užitek (optimalizace křivky odběru, testování flexibility), jednak pro připravenost infrastruktury na budoucí výrazný nárůst výroby po roce 2029.

4. Plánování a rozvoj Energetického společenství Hřibčíc hory

4.1 Nové (plánované) výroby (2026 – 2028)

4.1.1 Typ a specifikace jednotlivých výroben

Kód	Lokalita / objekt	Typ FVE	Inst. výkon [kWp]	Aku [kWh]	Stav k XI / 2024	Poznámka
V 504	ZŠ Roštín – šikmá střecha	Rooftop	15	—	projekční záměr	SoP 12 / 2022 propadlá
V 505	MŠ Roštín – šikmá střecha	Rooftop	15	—	bez SoP	bude potřeba nové připojení; měření B
V 506	Sokolovna Roštín – plochá střecha	Rooftop	30	—	bez projektu	očekávaný export-limit ≤ 30 kW
V 507	Pačlavice – plochá střecha	Rooftop + BESS	99	90	PD dokončeno	přetok omezen 65 kW; SoP 16 / 06 / 2023
V 508	KD Pačlavice – šikmá střecha	Rooftop	50	—	bez SoP	nutný statický posudek krytiny
V 509	KD Zdounky – sedlová střecha	Rooftop + BESS	19,7	20,5	SoP podána 02 / 2025	Voltsmile V10 edge-storage
V 510	DPS Zdounky – sedlová střecha	Rooftop + BESS	19,7	20,5	SoP podána 02 / 2025	Voltsmile V10 edge-storage

Celkem plánováno: ≈ 248 kWp FV (+ 131 kWh BESS).

4.1.2 Umístění & územní limity

- **Vlastnické vztahy** – všech sedm střech (Roštín × 4, Pačlavice × 2, Zdounky × 2) je v plném vlastnictví příslušných obcí; nájemní smlouvy tedy nejsou nutné.
- **Památková ochrana** – žádný z objektů není v PZO ani v zóne CHKO; katastr Zdounky leží mimo ochranné pásmo tvrže Střílky.
- **Připojitelnost**
 - Všechny lokality leží na NN 0,4 kV sítích EG.D; nejdelší vzdálenost k trafostanici < 150 m (Sokolovna).
 - Připravované SoP pro KD/DPS Zdounky a ZŠ/MŠ Roštín předpokládají export-limit NN ≤ 10 kW; Sokolovna očekává limit ≤ 30 kW.
- **Stínění a orientace** – všechny střechy J–JZ, sklon 15–30°, bez významných stromů; KD Zdounky má částečný stín v zimním dopoledni (redukce výnosu ≈ 3 %).
- **Požární bezpečnost** – všechny objekty s FVE > 30 kWp (Sokolovna, SSP, KD P.) vyžadují souhlas HZS; projektanti počítají s externím odpojovačem DC a signalizací EPS.

Závěr: majetkoprávních vztahů i distribučních limitů neexistuje žádná překážka pro instalaci ~ 250 kWp nových střešních FVE; jedinou podmínkou je včasné obnovení / podání SoP a potvrzení export-limitů EG.D.

4.1.3 Technické podmínky a připojitelnost

Objekt (kód)	Hlavní jistič	Rezerv. výkon	Potřeba nové SoP	Poznámka k připojení
ZŠ Roštín (V 504)	3 × 40 A	14 kW	ANO	původní SoP z 12 / 2022 propadlá
MŠ Roštín (V 505)	3 × 25 A	11 kW	ANO	přetok nyní nepovolen; měření B nutné
Sokolovna Roštín (V 506)	3 × 40 A (3 × 100 A rez.)	30 kW	ANO	tarif C45d, oček. export-limit ≤ 30 kW
Pačlavice + BESS (V 507)	3 × 250 A	65 kW	NE	SoP 16 / 06 / 2023; export omezen 65 kW
KD Pačlavice (V 508)	3 × 50 A	20 kW	ANO	bez SoP; vyžaduje statický posudek střechy
KD Zdounky + BESS (V 509)	3 × 100 A	30 kW	ANO	SoP podána 02 / 2025; export-limit ≤ 10 kW; Voltsmile V10 20,5 kWh
DPS Zdounky + BESS (V 510)	3 × 50 A	20 kW	ANO	SoP podána 02 / 2025; export-limit ≤ 10 kW; Voltsmile V10 20,5 kWh

Všech sedm lokalit spadá do NN 0,4 kV sítě EG.D; nejbližší trafostanice < 150 m. Export-limity jsou nastaveny podle aktuálních pravidel PPDS 2025 (≤ 10 kW na NN, výjimka Sokolovna ≤ 30 kW).

4.1.4 Roční výroba a energetické toky

Informace níže jsou stanoveny na základě dostupných dat, metodických výpočtů a kvalifikovaného odhadu.

Kód	Instalace [kWp]	Spec. výnos(1 050 kWh·kWp ⁻¹ ·r ⁻¹)	Roční výroba [MWh]	Poznámka
V 504 ZŠ Roštín	15	1 050	15,8	provoz školní dny (06-18 h)
V 505 MŠ Roštín	15	1 050	15,8	podobný profil jako ZŠ
V 506 Sokolovna	30	1 050	31,5	letní akce → vyšší samospotřeba
V 507 Pačlavice	99	1 050	104	BESS 90 kWh snižuje polední přetoky
V 508 KD Pačlavice	50	1 050	52,5	export-limit ≤ 30 kW
V 509 KD Zdounky	19,7	1 050	20,7	edge-BESS 20,5 kWh
V 510 DPS Zdounky	19,7	1 050	20,7	edge-BESS 20,5 kWh
Celkem nové FVE	≈ 248 kWp		≈ 261 MWh · rok⁻¹	—

Odhad vychází z klimatických dat (Kroměříž, horizontální globál 1 180 kWh·m⁻²) a součinitele výkonu 0,85. Polední přebytky ≈ 0,7 hod Instalce (cca 170 kW) budou částečně pohlceny BESS Pačlavice a dvěma edge bateriemi ve Zdoukách; zbytek vstoupí do dynamického alokačního klíče.

4.1.5 Investiční náklady a provozní ekonomika (cenová úroveň 2025, bez DPH)

Objekt	Výkon [kWp]	Spec. CAPEX (Kč·kWp ⁻¹)	Investice [mil. Kč]	Fixní OPEX (1,8 % CAPEX)	Potenciál financování
ZŠ Roštín	15	26 000	0,39	7 000	SFŽP – KE (70 %)
MŠ Roštín	15	26 000	0,39	7 000	SFŽP – KE (70 %)
Sokolovna	30	24 000	0,72	13 000	IROP / obecní zdroje
Pačlavice + BESS 90 kWh	99	23 000	2,28	40 000	SFŽP – KE (65 %)
KD Pačlavice	50	23 000	1,15	21 000	SFŽP – KE (65 %)
KD Zdounky + BESS 20,5 kWh	19,7	24 000	0,47	9 000	SFŽP – KE (70 %)
DPS Zdounky + BESS 20,5 kWh	19,7	24 000	0,47	9 000	SFŽP – KE (70 %)
Celkem	≈ 248	—	≈ 5,9 mil. Kč	≈ 106 000 Kč·r⁻¹	vážená dotace ≈ 67 %

Specifické náklady zahrnují DC/AC rozvaděče, střešní montáž a externí odpojovač DC

4.1.6 Dopad na energetickou bilanci a rozpočet ES (stav ≈ 2028)

Ukazatel	Před realizací(stav 2024)	Po realizaci(+ 248 kWp + 131 kWh)	Δ
Instalovaný výkon FVE	768 kWp	1 016 kWp	+ 32 %
Roční FV výroba	778 MWh	≈ 1 039 MWh	+ 261 MWh
Spotřeba všech OM	835 MWh	835 MWh (nezměněno)	—
Potenciál krytí spotřeby	93 %	124 %	+ 31 p.b.
Přebytky bez akumulace*	260 MWh	≈ 385 MWh	↑
Samospotřeba po pilotních BESS*	24 %	≈ 30 %	+ 6 p.b.

* počítá s BESS 90 kWh (SSP) + 41 kWh edge ve Zdounkách; efekt ostatních plánovaných baterií je započten v kap. 3.5.

Interpretace: Nové střešní FVE zvýší lokální podíl OZE nad roční spotřebu ES HH; skutečný přínos však závisí na současném spuštění akumulace a dynamického sdílení (EDC 2027 +). Bez těchto opatření by přetok do DS stoupl na $> 380 \text{ MWh} \cdot \text{rok}^{-1}$, což by ekonomiku zhoršilo.

4.1.7 Doporučení k realizaci & harmonogram

Krok	Termín	Zodpovídá	Klíčová podmínka / vazba
A. Aktivační příprava			
Předběžné SoP KD + DPS Zdounky	02 / 2025 (již podáno)	Projektant + EG.D	Export-limit NN $\leq 10 \text{ kW}$
Pasport střech Roštín / Pačlavice	03 / 2025 – 09 / 2025	MAS HH (technik)	Fotodokumentace, 3-D sken pro BIM
B. Projektové fáze			
Statické posudky ZŠ / MŠ / Sokol + KD P.	04 / 2026	Obce Roštín & Pačlavice	Výsledky $\geq 15 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-2}$ rezervy
Nové SoP Roštín + Pačlavice (V 504 – 508)	06 / 2026	Projektant + EG.D	Export-limit NN $\leq 30 \text{ kW}$
PD + stavební povolení (V 504 – 508)	09 / 2026	Autoriz. inženýr	Souhlas HZS (Sokolovna $> 30 \text{ kWp}$)
Výběr EPC dodavatele (balík Roštín + Pačlavice)	02 / 2027	MAS HH + obce	Veřejné řízení $< 5 \text{ mil. Kč}$; kvalifikační požadavek ISO 9001
C. Instalace a uvedení do provozu			

Krok	Termín	Zodpovídá	Klíčová podmínka / vazba
Montáž V 509 + V 510 (KD / DPS Zdounky 19,7 kWp + BESS 2×20,5 kWh)	11 / 2025 – 12 / 2025	EPC Zdounky	Záloha na střeše dokončena, revize EZ
Instalace V 504 – V 506 (ZŠ, MŠ, Sokol)	06 / 2027 – 10 / 2027	EPC Roštín	Koordinace s výukou / provozem; HZS zkouška DC-odpojovače
Instalace V 507 (Pačlavice 99 kWp + BESS 90 kWh)	03 / 2027 – 12 / 2027	EPC Pačlavice	Současná instalace BESS; EMS gateway BACnet-IP
Instalace V 508 (KD Pačlavice 50 kWp)	04 / 2028 – 08 / 2028	EPC Pačlavice	Rekonstrukce střešní krytiny
D. Spuštění a ověřovací provoz			
Paralelní připojení všech V 504 – V 510	09 / 2028	EG.D + EPC	Podmínky PPDS 2028 splněny
Zkušební provoz + 15-min monitoring	09 / 2028 – 03 / 2029	Energosolaris + MAS HH	6 měsíců dat do EMS; KPI: samospotřeba ≥ 25 %
Finální akceptace a předání	04 / 2029	Obce + MAS HH	Revizní zpráva + PAS 55-energ. audit

Komentář k harmonogramu

- **Zrychlený pilot v Zdoukách (2025).** Díky již podaným SoP lze kd + DPS Zdounky s edge-BESS dokončit o 18 měsíců dříve než roštínské a pačlavické střechy. Brzký start umožní otestovat integraci Voltsmile V10 do budoucího EMS.
- **Roztříštění balíků snižuje riziko.** Realizace je rozdělena na dvě zakázky EPC (Zdounky → 2025, Roštín+Pačlavice → 2027-28). Každá obec si hlídá vlastní stavební readiness, MAS HH zastřešuje dotační administraci.
- **Kritické milníky:** (i) statické posudky do Q2-2026; (ii) nové SoP s potvrzeným export-limitem; (iii) souhlas HZS pro Sokolovnu a KD Pačlavice > 30 kWp; (iv) synchronní spuštění BESS 90 kWh v Pačlavice, nutné pro omezení přetoků.
- **Datové požadavky:** všechny nové FVE musí mít měření typu B s 15-minutovým profilem, aby se mohly zapojit do dynamického alokačního klíče po červenci 2027.

Realizační logika: nejdříve „rychlé vítězství“ ve Zdoukách (nízký CAPEX, okamžitá úspora), následně větší balík Roštín + Pačlavice koordinovaný se stavbou komunitní baterie a rozšiřováním EMS. Tento postup minimalizuje cash-flow obcí a zároveň rychle zvyšuje lokální podíl OZE.

4.1.8 Dopady absence FVE Litenčice na rozvoj výrobní základny

Kapitola 4.1 hodnotí plánované nové výrobní zdroje v letech 2026–2028, které rozšíří stávající portfolio ES HH. Patří sem zejména připravované střešní FVE u Sociálních služeb

Pačlavice (99 kWp), firmy BIOGRUNT s.r.o. (≈ 59 kWp), kulturních domů v Pačlavicích a Zdounkách ($50 + 19,7$ kWp) a další menší instalace uvažované na vhodných obecních objektech (viz rezervy kap. 4.2.1). V **hlavním scénáři** slouží tyto nové zdroje k dosažení $> 50\%$ roční soběstačnosti do roku 2028 a částečně diverzifikují výrobní mix, který je jinak z 77 % závislý na jediné FVE Litenčice. Ve scénáři **bez FVE Litenčice** mají plánované přírůstky výroby ještě větší význam: představují *jediný způsob*, jak zvýšit podíl lokální energie v ES HH před rokem 2030.

Realizace všech navržených FVE do 2028 je kritická. Aby společenství alespoň částečně kompenzovalo výpadek 638 kWp zdroje, **nesmí dojít k prodlení či redukci rozvojového plánu.** Všechny identifikované příležitosti pro nové FVE by měly být využity v maximálním rozsahu co nejdříve. Zejména instalace 99 kWp v areálu sociálních služeb a ≈ 59 kWp na farmě BIOGRUNT by měly být dokončeny podle plánu (nejpozději do konce 2025, resp. 2026), neboť významně zvýší objem lokálně sdílené elektřiny. Stejně tak obecní FVE (Pačlavice, Zdounky aj.) je třeba realizovat **bez odkladů** – jejich kumulativní přínos ($\sim 0,1$ MWp, ≈ 100 MWh/rok) pomůže zvýšit krytí spotřeby v období, kdy hlavní zdroj není k dispozici. Plnění harmonogramu výstavby nových výroben je tedy v alternativním scénáři klíčové pro zajištění aspoň částečné energetické nezávislosti.

Vedle těchto již plánovaných zdrojů může ES HH zvažovat **další dočasná opatření a zdroje**, která by pomohla překlenout období do integrace FVE Litenčice:

- *Maximalizace střešního potenciálu:* V rámci komunitních projektů lze urychlit instalaci menších FVE na střechách, které dosud nebyly využity. Jak uvádí kapitola 4.2.1, na objektech členů ES by mohlo být realisticky umístěno ještě až ~ 115 kWp solárních panelů nad rámec již plánovaných. I když tyto instalace jednotlivě přinesou jednotky procent soběstačnosti navíc, v souhrnu mohou dočasně zvýšit výrobu o desítky MWh ročně. Doporučuje se proto **aktivně vyhledávat další vhodné střešní plochy** u stávajících i nových členů ES a realizovat PV projekty co nejdříve (ideálně s využitím dostupných dotačních titulů, aby se snížila finanční zátěž).
- *Využití biomasy v BEC Roštín:* Bioenergetické centrum Roštín (BEC) disponuje 4 MW_{th} kotlem na slámu a uvažuje se o instalaci ORC jednotky 50 kWe (kap. 4.2.2) pro výrobu elektřiny z odpadního tepla. Za normálních okolností je tento *hybridní projekt* plánován až pro období po 2030, nicméně v situaci dočasné absence FVE Litenčice by **dřívější realizace ORC** mohla částečně pomoci pokrýt spotřebu zejména v zimní sezóně (kdy běží kotel BEC a FV výroba je nízká). Technicky by šlo o náročný krok (ORC vyžaduje pečlivou integraci do teplárenského provozu), ale pokud by se podařilo získat podporu či investora, představovalo by to *nový stabilní zdroj* $\sim 0,4$ GWh elektřiny ročně přímo v sídle ES. **Doporučuje se prověřit možnost uspíšit instalaci ORC** z hlediska technického (kapacita kotle, provozní režim) i ekonomického (návratnost investice bez čekání na další dotační výzvy).

- *Zvážení pilotního projektu větrné energie:* V okolí FVE Litenčice jsou dle předběžných údajů dobré větrné podmínky a MAS Hřibčíc hory plánuje v roce 2029 zahájit měření pro možnou výstavbu větrné turbíny (viz harmonogram, kap. 4.2.4). I když realizace větrné elektrárny je mimo horizont 2028, **příprava tohoto projektu může být urychlena**. Pokud by se výhledově potvrdila realizovatelnost středně velké větrné turbíny v lokalitě Litenčice, mohla by po roce 2030 nahradit nebo doplnit výkon stárnoucí FVE. Pro přechodné období ovšem větrná energie přímý dopad nemá – jedná se spíše o strategickou dlouhodobou příležitost.
- *Zapojení dalších subjektů s vlastními zdroji:* Alternativní možností, jak zvýšit lokální výrobu do roku 2029, je **rozšíření členské základny** o další organizace, které již provozují OZE zdroje mimo ES. Pokud v regionu MAS Hřibčíc hory existují např. menší hydroelektrárny, bioplynové stanice či jiné FVE (bez vázaných podpor), mělo by vedení ES zvážit jejich přizvání do společenství. Každý nový výrobce by pomohl navýšit podíl sdílené zelené elektřiny. Výhodné by to mohlo být i pro provozovatele těchto zdrojů (sdílení by jim zajistilo odběr elektřiny za dohodnutých podmínek). Tato cesta nicméně vyžaduje **pružné organizační řízení** – vstup nových členů musí být v souladu se stanovami a technickými možnostmi sdílení.

Je zřejmé, že žádné z uvedených dočasných opatření nemůže plně nahradit výkon 638 kWp FVE Litenčice. **Prozatímní rozvoj ES může pouze zmírnit dopady její absence, nikoli eliminovat strategickou mezeru v celkové bilanci.** Hlavní linií rozvoje proto zůstává realizace původně plánovaných zdrojů (střechy + akumulace 2026–2028) a současná příprava na integraci FVE Litenčice po roce 2029. Z technického pohledu by měla být zachována i příprava *repoweringu* FVE Litenčice kolem roku 2027 (kap. 4.2.3) – přestože ES HH nebude do té doby energií z Litenčic sdílet, modernizace tohoto zdroje zajistí jeho spolehlivý a efektivní provoz pro další dekádu. Náklady repoweringu ponese majitel FVE (případně s využitím Modernizačního fondu), pro společenství však bude výhodou, pokud v momentě integrace získá k dispozici zdroj s novými panely o vyšší účinnosti a nižšími ztrátami.

Celkově lze říci, že v alternativním scénáři se role nových (menších) výroben stává pro chod ES HH naprosto zásadní. Každý kilowatt instalovaný navíc do roku 2029 pomůže komunitě ušetřit náklady na nákup elektřiny a zvýší energetickou bezpečnost členů. Současně je nutné si uvědomit, že opravdového zvratu v soběstačnosti – a zajištění stabilní energetické základny – bude dosaženo až s připojením FVE Litenčice. Do té doby musí ES HH fungovat v omezenějším režimu a **aktivně hledat možnosti, jak využít přechodné období ke svému posílení** (technickému i komunitnímu), namísto pouhého vyčkávání.

4.2 Potenciál dalších zdrojů energie – realistický scénář (2028 → 2035)

Tato kapitola se soustředí na výrobní, které rozšiřují portfolio popsané v kap. 4.1. Zahrnuje podnikové FVE, které členové ES financují z vlastních prostředků, střešní plochy identifikované pasportizací MAS Hřibčíc hory, repowering stávající velké FVE Litenčice.

4.2.1 Vhodné plochy, realisticky využitelné (rooftopy a jeden větší objekt)

Kód	Lokalita / objekt	Typ plochy	Stav 2025	Instalovatelný výkon [kWp]	Specifika / omezení
V 601	G3 s.r.o., Těšánky 80	průmyslová střecha	SoP ve vyřízení, dotace NRB	59	SME financování; export-limit ≤ 50 kW; instalace 12 / 2025
V 602	BIOGRUNT s.r.o., Lebedov 108	sedlová střecha stáje	projekt, dotace NRB	59	SME; SoP podání 10 / 2025; sezónní prach $\rightarrow$ nutný vyšší úklon 25°
V 603	Potenciál volných Pačlavice	Pozemní a střešní instalace	Základní idea pro studii	120	Specifikace územního plánu
V 604	Repowering FVE Litenčice	DC-oversizing (ground)	plán 2031	+ 150	nové panely + upgrade měničů; zachovat export 550 kW (VN)
V 605	Potenciál volných Roštín	Střešní instalace	Základní idea pro studii	30	Specifikace územního plánu
Součet identifikovaných ploch				≈ 418 kWp	(z toho SME ≈ 118 kWp)

4.2.2 Předpokládaná výroba a kapacitní vliv na DS

Souhrn 2028 $\rightarrow$ 2035	Hodnota	Poznámka
Instalovaný výkon nových FVE (kap. 4.2.1)	≈ 418 kWp	SME 118 kWp + potenciál nových střešních a pozemních instalací a repowering 300 kWp
Roční brutto výroba (1 050 kWh·kWp ⁻¹)	≈ 440 MWh · r ⁻¹	PVGIS, globál 1 180 kWh·m ⁻² ; výkonová ztráta 0,85
Podíl na roční spotřebě OM (835 MWh, stav 2024)	≈ 53 %	Platí navíc k již realizovaným 1 016 kWp (kap. 4.1)
Celkový FV výkon ES po rozšíření	$\approx 1\,434$ kWp	768 kWp existující + 248 kWp 4.1 + 418 kWp 4.2
Potenciál krytí spotřeby (brutto)	≈ 171 %	Při plném sdílení a bez ztrát; reálně ~ 60 % on-site
Odhad ročních přetoků bez další BESS	≈ 550 MWh	Z toho 300 MWh připadá na VN (FVE Litenčice + repowering)
Rezerva kapacity NN / VN po realizaci	NN: ≈ 10 kW VN: ≥ 220 kW	NN Pačlavice limituje CU kabel 95 mm ² ; VN odbočka Litenčice má 550 kW RP

Dopady na distribuční soustavu

- **NN uzly Pačlavage + Roštín.** Přidání nových pozemních a střešních instalací 120 kWp (Pačlavage) a SME střeš 59 kWp × 2 zmenší zbylou rezervu na < 10 kW. Bez akumulací modul I (200 kWh BEC Roštín) a edge-BESS v SME hrozí lokální přetoky > 40 kW ve špičkách.
- **VN větev Litenčice.** Repowering +150 kWp zvyšuje DC-oversizing, nikoli export (zůstává 550 kW RP); napěťová stabilita vyžaduje **volt/var + Q(U)** na hlavním střídači.
- **Trh flexibility.** Součet plánovaných baterií (Modul I + Modul II) poskytne až 700 kWh / 350 kW regulační rezervy, čímž se přetoky sníží < 300 MWh · r⁻¹ a ES získá ~ 0,27 mil. Kč ročně z mFRR (viz 3.5.5).

Shrnutí: dodatečných 418 kWp může bezpečně vstoupit do sítě **jen pokud** budou paralelně realizovány akumulací moduly (kap. 3.5), případně upgrade přípojky KD Pačlavage na Cu 150 mm². Bez těchto opatření by agregovaný export NN v letních dnech překročil přípustných 65 kW a došlo by k odstavení části výroben.

4.2.3 Ekonomická proveditelnost (bez a s dotací)

Typ projektu	Typický rozsah	Orientační CAPEX (tis. Kč · kWp ⁻¹)	Fixní OPEX (tis. Kč · MWp ⁻¹ · r ⁻¹)	IRR bez dotace (15 let, 4000 Kč · MWh ⁻¹)	IRR s dotací	Hlavní program podpory
Střešní FVE ≤ 30 kWp	ZŠ / MŠ Roštín RD pozemní a střešní instalace	22 – 24	90	6 – 8 %	13 – 16 %	SFŽP – Komunitní energetika (dotace ≤ 70 %)
Střešní FVE 30 – 100 kWp (komunální)	Sokolovna 30 kWp KD Pačlavage 50 kWp Pačlavage 99 kWp	18 – 20	70	8 – 9 %	15 – 17 %	SFŽP – KE (dotace 55 – 65 %)
Střešní FVE 50 – 100 kWp (SME)	G3 59 kWp BIOGRUNT 59 kWp	18 – 19	70	9 – 11 %	12 – 14 %	Modernizační fond / NRB *(dotace 40 %) *
FVE 100 – 150 kWp	Využití střeš soukromých subjektů Pačlavage a další obecní střechy a	17 – 18	75	9 – 10 %	14 – 16 %	SFŽP – KE (50 – 60 %) + IROP pro veřejná P+R

Typ projektu	Typický rozsah	Orientační CAPEX(tis. Kč·kWp ⁻¹)	Fixní OPEX(tis. Kč·MWp ⁻¹ ·r ⁻¹)	IRR bez dotace(15 let, 4 000 Kč·MWh ⁻¹)	IRR s dotací	Hlavní program podpory
	plochy 120 kWp					
Repowering / DC-over sizing	FVE Litenčice + 150 kWp	8 – 9	50	12 – 14 %	15 – 17 %	Vlastní CAPEX + MF RES+ (40 %)

Klíčové poznámky

- Dotovaná LCOE.** Při 50 % dotaci a životnosti 25 let klesá LCOE na 1,55 – 1,95 Kč·kWh⁻¹ u většiny střech > 30 kWp, což je hluboko pod predikcí silové ceny 2026+ (3,4 – 3,8 Kč·kWh⁻¹).
- SME projekty** mají mírně vyšší IRR i bez dotace díky možnosti interního PPA (celá výroba na místě). Podpora Modernizačního fondu (40 %) pouze zkracuje návratnost pod 6 let.
- Repowering Litenčice** má nejnižší specifické náklady, protože využije stávající VN přípojku a trafostanici; výnos roste s možností „clip-limit“ provozu (DC > AC 550 kW).

Shrnutí: všechny identifikované plochy dosahují IRR ≥ 12 % při běžných dotačních scénářích; komunální střechy pod 30 kWp zůstávají ekonomicky smysluplné jen s ≥ 65 % dotací nebo při kombinaci s baterií, která zvýší vlastní spotřebu.

4.2.4 Doporučená posloupnost (střízlivý harmonogram)

Rok / Q	Klíčový krok	Proč právě teď – vazby na ostatní projekty / dotace
2025 Q4	<i>“Rychlé vítězství”</i> • Instalace V 509 KD Zdounky 19,7 kWp + BESS 20,5 kWh • Instalace V 510 DPS Zdounky 19,7 kWp + BESS 20,5 kWh • SME střechy G3 59 kWp + BIOGRUNT 59 kWp	SoP podány 02 / 2025, žádné statické bariéry; (první úspory pro ES už od 2026).
2026 Q1 → Q2	Pasportizace zemědělských brownfieldů (MAS)	Vstup SFŽP
2026 Q3	Společná žádost SFŽP KE pro ZŠ, MŠ, Sokolovna, KD Pačlavice (V 504–508)	Synergie EPC + jedna žádost → nižší transakční náklady; garantovaná sazba dotace 65 %.
2027 Q2 → Q4	Realizace tří školních / obecních FVE (V 504, V 505, V 506)	Nízká systémová složitost, hotové statické posudky; koordinace s výukou.

Rok / Q	Klíčový krok	Proč právě teď – vazby na ostatní projekty / dotace
2027 Q3	FVE Roštín potenciál střech 30 kWp	Roštín stále nabízí potenc
2028 Q2 → Q4	• Instalace KD Pačlavice 50 kWp • Instalace FVE Pačlavice 120 kWp + BESS 30 kWh	KD vyžaduje novou krytinu (SFŽP Stavební); potenciál FVE a vyčerpanou NN rezervu v Pačlavicích → nutná lokální baterie.
2029 Q2	Využití potenciálu FVE Roštín 30 kWp	
2029 Q4	Studie větrné elektrárny Litenčice / repowering FVE – zahájení 12-měs. větrné kampaně	Energosolaris financuje měřicí stožár; rozhodnutí 2029 → 2031.
2031 Q1	Rozhodnutí o repoweringu: DC-oversizing FVE Litenčice + 150 kWp	Vyhodnocen větrný potenciál; VN RP 550 kW zůstává, jen DC navýšení.
2031 Q3 → 2032 Q2	Realizace repoweringu Litenčice; upgrade střídače Q(U)	Synchronizace s Modul II BESS 500 kWh (kap. 3.5).
2033 → 2035	Brownfieldy z pasportu a nevyužité plochy (celkem ≤ 250 kWp)	Spouštět postupně podle výsledků alokačního klíče a rezervy NN/VN.

Stručné komentáře k harmonogramu

- **Fáze 0 – rychlý pilot (Zdounky + SME, 2025).** Dodá okamžitých ~ 120 MWh·r⁻¹ a otestuje datové rozhraní EMS.
- **Fáze 1 – komunální střechy (Roštín / Pačlavice, 2026-28).** Zvyšuje samospotřebu veřejného sektoru, ale bez BESS by saturace NN v Pačlavicích překročila limit → proto využití volných ploch + 30 kWh edge-storage jde ve stejném roce.
- **Fáze 2 – VN optimalizace (repowering Litenčice, 2031-32).** Maximalizuje využití stávající trafostanice a zajišťuje, že **dynamický alokační klíč + akumulace** udrží export ≤ 300 MWh·r⁻¹.
- **Fáze 3 – opakovatelný template (2033 +).** Každý další brownfield se povoluje jen tehdy, pokud modulární BESS z kap. 3.5 drží ukazatel *lokální využití FV* ≥ 30 %.

Kritická cesta: statické posudky → SoP → SFŽP žádost → EPC výběr. Jakékoli zpoždění v SoP (EG.D) posune celou balíkovou fázi; MAS HH by měla vyčlenit dedikovaného koordinátora pro komunikaci s distributorem.

4.3 Budoucí systém řízení, regulace a komunikace

Pro efektivní fungování ES bude klíčové vybudovat moderní **systém řízení, regulace a komunikace**, který zajistí optimální sdílení energie mezi členy, průběžné měření a sběr dat a možnost zásahů operátora ES. Energetické společenství v podstatě potřebuje vlastní „*nervovou soustavu*“, která propojí všechny zdroje a odběratele.

4.3.1 Technická architektura řídicího systému

Bez jednotného řídicího systému by tak přetoky a deficity vedly k odstavování FVE, penalizacím od distributora za přetoky či rezervovanou kapacitu a obecně k vyšší ceně energie pro členy (kvůli nevyužitým levným přebytkům). **Cílem proto je plně aktivní, obousměrný systém řízení, který:**

- **Plánuje** – optimalizuje výrobu/spotřebu den předem i v rámci dne (intra-day),
- **Řídí** – v reálném čase zapíná a vypíná zdroje, akumulaci či vybrané spotřebiče,
- **Vyúčtovává** – zajišťuje spravedlivé rozdělení úspor (alokační klíč), minimalizuje odchylky a umí vyčíslit poskytnuté služby sítě.

To vše navíc musí zapadat do legislativních pravidel po **Lex OZE II (2024)** a technických možnostech přechodného systému EDC (Energetické datové centrum ERÚ, prozatím s omezenou funkcí).

Navržená architektura řídicího systému ES se skládá ze tří vrstev: **edge vrstva (sběr dat), koncentrační vrstva a cloudová vrstva (EMS)**. Dále jsou definovány zásahy do řízení:

- **Sběr dat – “edge” vrstva:** Bude nasazeno cca **220 průběhových elektroměrů** (4Q měření, 1min interval) s modemy LTE-M pro všechna relevantní místa spotřeby/výroby. Dále asi **15 podružných měření** větších FVE a akumulace (komunikace Modbus-TCP).
- **Cloud / EMS (řídicí centrum):** V cloudu poběží aplikace typu PaaS nazvaná **EMS**. Ta bude zajišťovat:
 - **Plánování** – denní plán výroby/odběru 24 h dopředu (na základě prognóz a nominací),
 - **Intraday optimalizaci** – každou hodinu přepočítá plán na další hodiny podle odchylek (tzv. posun nominací),
 - **Dispečerský dashboard** pro operátora ES a **portál pro členy ES** (informace o jejich sdílené energii, úsporách apod.).
 - Součástí EMS bude i AI modul pro predikci – využije meteodata (ve spolupráci s firmou Amper meteo) pro přesnou předpověď výkonu FVE a metodu strojového učení (LSTM modely) pro predikci spotřeby na základě historických dat.
- **Integrace s EDC:** EMS bude napojena na EDC přes rozhraní REST API (*EDC Push*). To znamená 96 zpráv denně o agregované pozici skupiny sdílení (každých 15 min). Od 2026 bude EMS připravena i na nové rozhraní “*EDC Hybrid*” (formát JSON dle IEC 62325), které umožní kombinaci statického a dynamického dělení – jakmile ERÚ toto spustí, ES HH se plynule přizpůsobí (software je již navržen pro hybrid).
- **Řídicí zásahy:** EMS bude schopna automatizovaně ovládat klíčové prvky:

- **Bateriové úložiště BESS** – řízení nabíjení/vybíjení či zapnutí/vypnutí bude přes standardizované protokoly (Sunspec-Modbus).
- **FVE** – bude vybavena certifikovaným regulátorem *volt-watt*, který plynule omezuje výkon při přepětí; EMS mu bude posílat nastavení křivky P(U) podle potřeby (např. povolí 100 % výkonu, pokud je kapacita sítě, nebo naopak stáhne na 70 %).

Celý systém tak funguje podobně jako “centrální mozek” ES – sbírá data, vyhodnocuje, rozhoduje a zasahuje tam, kde je třeba, a to vše v souladu s legislativou (reportování stavu EDC apod.).

4.3.2 Organizační zajištění a OES HH

Pro potřeby ES může OES HH plnit roli hlavního kontrolora, koordinátora a organizátora procesního fungování ES. S růstem ES bude třeba implementovat systematický nástroje pro sběr dat o výrobě a spotřebě, vypočítávat alokační klíč pro rozdělení vyrobené elektřiny členům společenství, dohlížet na bilanci ES a komunikovat s distributorem či EDC ohledně přetoků a odběrů. Dále řešit vyúčtování a fakturaci mezi členy ES (případně ve spolupráci s dodavatelem elektřiny) – tedy aby sdílení bylo právně i administrativně korektní a transparentní. Pro efektivní fungování se nabízí možnost konstruktivní spolupráce OES HH s externím dodavatelem, který bude klíčovým článkem pro hladký provoz společenství, bude řešit každodenní organizaci, komunikaci s členy i propagaci myšlenky ES.

4.3.3 Řízení sdílení a alokační klíč

Legislativa v ČR postupně umožní přechod od statického k dynamickému sdílení elektřiny v ES. Níže uvedená tabulka shrnuje, jaká metoda alokace bude použitelná a jak ji ES HH využije:

Období	Metoda dovolená legislativou	Praktická aplikace v ES HH
do 1. 7. 2026 (přechodné období)	pouze statická metoda, max. 5× ročně lze změnit podíl	ES HH zavede staticko-prioritní klíč 50/40/10/0 – tj. 50 % vyrobené elektřiny případně veřejným budovám, 40 % komerčním subjektům, 10 % domácnostem a 0 % na prodej (export). Tento poměr bude možné 5× do roka upravit (dle legislativy) – plánuje se ladění v pěti obchodních termínech podle sezóny.
od 1. 7. 2026	zákon umožní jednokolovou dynamickou alokaci	Jakmile to EDC a prováděcí vyhláška dovolí, ES HH přejde na dynamický klíč “výroba-spotřeba” – každých 15 minut se vyrobená elektřina rozdělí primárně na kritické odběry (nemocnice, vodárna) a zbývající podíl se přidělí ostatním členům poměrně podle jejich aktuální spotřeby (resp. váženého průměru poslední hodiny).
cílový stav ~2028	povolena hybridní metoda (statika + dynamika)	V cílovém hybridním modelu se <i>zafixuje ~20 % kapacity</i> pro kritické odběry (nemocnice, vodárna), ostatní elektřina se rozdělí plně

Období	Metoda dovolená legislativou	Praktická aplikace v ES HH
		dynamicky na základě cenových signálů EMS (např. podle okamžitých vnitřních cen přebytku/deficitu).

Proč nemůžeme začít rovnou dynamikou? Protože EDC zatím (do 7/2026) umožňuje jen statickou alokaci a teprve od července 2026 zprovozní datové rozhraní pro čtvrt hodinové dynamické přepočty. Jakmile bude toto rozhraní stabilní, ES jen “překlikne” z fixních podílů na předpočítaný dynamický profil – veškerý hardware a datové toky navrhujeme už nyní tak, aby tento přechod hladce zvládly.

4.3.4 Měření a datová komunikace

Každý člen ES bude mít i nadále svůj klasický obchodní elektroměr vůči distribuční síti (tzv. EAN odběrné místo). Distributor (PRE) tak bude dál evidovat, kolik elektřiny daný subjekt odebral a případně dodal do sítě. Tyto hodnoty ale nebudou přímo použity pro fakturaci koncovému členovi – místo toho je využije EMS k výpočtu sdílení. Pro vyhodnocení interní bilance ES bude nezbytné sloučit naměřená data z více míst: např. součtová výroba všech FVE vs. součtová spotřeba všech členů. Dále bude EMS potřebovat údaje o tocích z/do distribuční sítě jako celku. Ideální stav (a cíl do budoucna) je, aby distributor zřídil pro ES jeden virtuální odběrný bod – agregované měření za celé společenství. V praxi zatím toto legislativa neumožňuje plně (kromě případu lokální distribuční soustavy), takže ES začne s decentralizovaným měřením. EMS tedy bude sbírat data z jednotlivých elektroměrů (pravděpodobně přes standardizované rozhraní DSO nebo přes vlastní podružné moduly) a v reálném čase je ukládat do databáze. Zde dojde k výpočtu sdílení dle klíče a výsledkem budou podklady pro měsíční vyúčtování: kolik kWh dodal který výrobce do ES a kolik kWh obdržel který člen od ES (respektive kolik si musel dokoupit z distribuce). Komunikace mezi měřiči a centrem bude probíhat buď po veřejné síti (s patřičným zabezpečením), nebo po případné privátní síti (pokud by město vybudovalo vlastní datovou infrastrukturu mezi objekty). V rámci pilotního provozu postačí mobilní datové spojení, které je flexibilní a relativně levné.

4.3.5 Dispečerské řízení a regulace

Kromě pasivního sběru dat umožní navržený systém i aktivní zásahy do řízení – a to v několika úrovních. První úroveň je nastavení měničů FVE a ochranných prvků tak, aby byla zajištěna stabilita sítě (to má na starosti distributor v rámci podmínek připojení). Druhou úroveň, z pohledu ES, je řízení vlastní spotřeby a akumulace: pokud ES disponuje bateriovým úložištěm nebo říditelnými spotřebiči, může operátor ES rozhodovat o jejich zapnutí/vypnutí či nabíjení/vybíjení na základě dat z EMS. Pokud bude k dispozici bateriové úložiště, může operátor ES rozhodovat o ukládání přebytků do baterie a o dodávání z baterie v době zvýšené poptávky. Řídicí algoritmy pro baterii by kombinovaly strategie peak-shaving (zmenšení špiček odběru) a time-shifting (přesun solární energie do večerních hodin). Dále se nabízí zapojení ES do poskytování podpůrných služeb (SVR – služby výkonové rovnováhy) pro přenosovou soustavu – to je ale reálné až od určitého výkonu/flexibility. Uvažované baterie v řádu stovek kW by se mohly agregovaně účastnit

např. trhu mFRR (regulační záloha), kde 1 kW disponibilního výkonu v roce 2025 mohl vynést cca 300–350 Kč ročně. Tyto pokročilé funkce by realizoval buď přímo EMS nebo externí agregátor, ale datově by opět vycházely ze systému ES. V každém případě je navrženo, aby ES HH mělo vybudovaný automatizovaný EMS dohled – byť zpočátku jen ve zjednodušené podobě (monitoring), do budoucna připravený přejít k automatizovanému zásahu.

4.3.6 Provozní náklady systému řízení

Zřízení výše popsaného řídicího systému ES bude vyžadovat následující investice (odhady):

Položka	Počet	Jedn. cena (Kč)	Cena celkem (mil. Kč)
RTU redundantní (IEC 61850 compliant)	2	240 000	0,48
Server + úložiště on-prem (backup hub)	1	420 000	0,42
VPN a firewall (redundantní)	2	95 000	0,19
Cloudová licence EMS a její implementace včetně školení (předplatné 3 roky)	1	2 700 000	2,70
Celkem za řídicí systém na 3 roky	–	–	3,79 mil. Kč

(Pozn.: Předplacená licence 3 roky EMS zahrnuje cloudové služby pro ~1000 měřicích bodů. Integrace EDC a členského portálu je jednorázová vývojová investice. Projekt zahrnuje návrh systému, instalace zařízení.)

Jak je vidět, největší položkou je softwarové řešení EMS (licence 3 roky ~2,7 mil. Kč). Hardware tvoří menší část – celkem kolem 1,09 mil. Kč. Celková investice ~3,79 mil. Kč je v kontextu ES relativně nízká a mnohonásobně se vrátí v podobě optimalizace provozu.

Roční provozní náklady

Provoz řídicího systému bude generovat následující roční náklady:

Náklad	Kč/rok	Poznámka
Licence EMS (SaaS)	900 000	~1 012 měřicích bodů, archivace dat 3 roky (po 3 letech prodloužení licence).
Datové SIM (LTE-M 1 GB)	96 000	220 ks × 30 Kč/měsíc za M2M datovou službu.
Údržba RTU + firewall + certifikáty	120 000	Servisní smlouva (8×5, zásah NBD – násl. pracovní den).
Kybernetická bezpečnost (pen-test)	60 000	Každoroční externí penetrační test a audit.

Náklad	Kč/rok	Poznámka
Fixní náklady celkem	≈ 1,176 mil. Kč	Součet výše uvedených položek.
Variabilní náklady (servis měřidel, výměna SIM)	~60 000	Náklady podle incidentů (odhadem).

Fixní roční náklady ~1,176 mil. Kč pokrývají software, konektivitu, údržbu a personál. Variabilní náklady (~60 tis. Kč) jsou zanedbatelné (drobné opravy). Tyto náklady budou plně hrazeny z úspor a výnosů ES – jak bylo uvedeno, už jen snížení odchylek o 35 % (díky řízení) ušetří ~0,5 mil. Kč/rok, a další stovky tisíc přinese prodej flexibility či úspory z optimalizace rezervované kapacity. Celkově se tedy investice do “nervové soustavy” jednoznačně vyplatí.

4.4 Budoucí spotřeba a náklady

Tato kapitola kvantifikuje, jak se budou vyvíjet energetické a finanční toky Občanského energetického společenství Hříběcí hory (ES HH) po rozšíření na 15 odběrných míst, zapojení modulární akumulace a prvního balíku nových střešních FVE. Porovnává čtyři milníky – výchozí stav 2024, zahájení dynamického sdílení 2027, dokončení komunálních střech 2028 a naplnění realistického scénáře 2032 – a pro každý z nich stanovuje: (i) úsporu externích nákupů elektřiny, (ii) čistý výnos ES z PPA-marže, flexibility a fixních poplatků, (iii) celkový čistý efekt po odečtení provozních nákladů EMS a BESS. Výpočty respektují, že ES pobírá pouze provizi $0,6 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$ z komunálních přetoků a třetinový podíl na výnosech z flexibility, zatímco vlastníci FVE/BESS inkasují zbytek.

4.4.1 Sloučení odběrných míst – parametry nového virtuálního OM

Parametr	Agregace 15 OM (2024)	Zdroj / poznámka
Hlavní jističe (NN)	≈ 3 080 A (3-fázově)	Součet jmenovitých proudů ze tab. 3.1 (1027 A per fáze × 3). VN odběr FVE Litenčice je mimo NN bilanci.
Agregovaná 15-min špička	≈ 530 kW	15-min profily BEC Roštín, Pačlavice, G3 Těšánky, BIOGRUNT (2024); ostatní OM extrapolovány.
Roční spotřeba 2024	≈ 835 MWh	Kap. 3.1 (15 OM).
Počet stálých měsíčních poplatků distributora	$15 \times 79 \text{ Kč} \cdot \text{měs}^{-1} = 14\,220 \text{ Kč} \cdot \text{r}^{-1}$	Fixní „plat za odběrné místo“, ceník EG.D 2025.

Praktický dopad sloučení do virtuálního OM

	Před sloučením	Po sloučení	Roční úspora
Fixní plat za OM	14 220 Kč	79 Kč	≈ 14 000 Kč · r ⁻¹
Rezervovaný příkon (NN)	V tarifech účtováno z 3 080 A → ≈ 2 120 kW ekv.	530 kW	≈ 41 000 Kč · r ⁻¹ (sazba „RezP NN“ EG.D)
Suma fixních distribučních poplatků	≈ 71 000 Kč · r ⁻¹	≈ 15 000 Kč · r ⁻¹	≈ - 56 000 Kč · r ⁻¹

Pozn.: Rezervovaný příkon virtuálního OM (530 kW) je definován 105 % maximální naměřené 15-min špičky roku 2024, aby zůstala rezerva pro mírný růst spotřeby a spuštění BESS. Splňuje metodiku PPDS pro alokaci rezervovaného výkonu při komunitním sdílení.

Klíčové postřehy

- **O ≈ 75 % nižší platba za Rezervovaný příkon.** Většina členů držela předimenzované jističe; sloučením se platí jen skutečná agregovaná špička.
- **Odstranění 14 duplicitních „stálých plateb za OM“.** Zůstává jediný paušál pro virtuální odběrné místo registrované v EDC.
- **Administrativní úspory.** Místo 15 faktur měsíčně přijde jedna souhrnná – nižší režie účetnictví obcí a SME.
- **Rezerva pro další členy.** 530 kW ponechává ≈ 70 kW hluchého výkonu (≈ 15 %) pro připojení dalších domácností a roční organický růst spotřeby, aniž by bylo nutné měnit smlouvu o příkonu.

Sloučení OM je tedy **prvním rychlým finančním přínosem ES Hříběcí hory**: ještě před instalací dalších FVE a baterií sníží fixní distribuční náklady o ≈ 56 tis. Kč ročně a zjednoduší fakturaci.

4.4.2 Předpokládané krytí spotřeby z vlastních vs. cizích zdrojů

Milník / scénář	Inst. FV výkon [kWp]	Agregovaná BESS [kWh]	Vlastní výroba využita v ES	Podíl na spotřebě	Nákup z DS	Poznámka
2024 – výchozí stav (bez sdílení)	768	38	≈ 110 MWh	13 %	≈ 725 MWh (87 %)	Pouze on-site samospotřeba (kap. 3.3).
2027 – dynamický klíč + první BESS (pilot 269 kWh)	≈ 1 016	269	≈ 480 MWh	≈ 58 %	≈ 355 MWh	Započteny „rychlé FVE“ 157 kWp + Pačlavice 99 kWp, plně funkční EMS.
2028 – po uvedení komunálních střeš 248 kWp	≈ 1 264	431	≈ 630 MWh	≈ 75 %	≈ 205 MWh	Instalovány V 504 – 508 (kap. 4.1) a edge-BESS 30 kWh u potenciálních FVE Pačlavice.

Milník / scénář	Inst. FV výkon [kWp]	Agregovaná BESS [kWh]	Vlastní výroba využitá v ES	Podíl na spotřebě	Nákup z DS	Poznámka
2032 – realistický scénář (browfieldy, repowering, BESS 931 kWh)	≈ 1 434	931	≈ 760 MWh	≈ 91 %	≈ 75 MWh	Výroba 440 MWh (kap. 4.2) + plná modulární akumulace; export ≤ 300 MWh.

Interpretace klíčových mezníků

- 2024 → 2027:** samotné zavedení dynamického sdílení + prvních 269 kWh baterií více než **čtyřnásobí** vlastní využití FV (13 % → 58 %).
- 2027 → 2028:** komunální balík 248 kWp zvedá lokální spotřebu o ~150 MWh, zatímco import klesá na pouhou **čtvrtinu** původní úrovně.
- 2032+:** s repoweringem Litenčice, volné plochy a BESS ≥ 900 kWh dojde k praktické **energetické soběstačnosti > 90 %** — zbylý import (≈ 75 MWh) pokrývá jen zimní špičky a údržbové odstávky.

Pozn.: Čísla odrážejí konzervativní předpoklad, že se v letních výkonech uplatní export-limity a účinnost BESS $\eta > 92\%$. Reálné pokrytí může být vyšší, pokud MSP (G3, BIOGRUNT) absorbují větší část denních přebytků, nebo pokud se rozšíří domácí flexibilita (kap. 3.1.8).

4.4.3 Náklady na energii z cizích výroben

Rok / scénář	Import z DS [MWh · r ⁻¹]	Silová cena* [Kč · kWh ⁻¹]	Distribuční + OZE [Kč · kWh ⁻¹]	Náklad celkem [tis. Kč · r ⁻¹]
2024 – výchozí	725	2,80	0,45	≈ 2 360
2027 – EMS + BESS 269 kWh	355	2,95	0,47	≈ 1 210
2028 – po 248 kWp střechách	205	3,05	0,48	≈ 724
2032 – realistický scénář (BESS 931 kWh)	75	3,25	0,50	≈ 281

* Silová cena = střední hodnota forward pásma „Base + Green“ (ERÚ forecast 2026-30) + marže 0,1 Kč.

Úspora oproti stavu 2024

Milník	Úspora nákupu[tis. Kč · r ⁻¹]	Relativní pokles
2027	≈ - 1 150	- 49 %
2028	≈ - 1 640	- 69 %
2032	≈ - 2 080	- 88 %

Komentáře k tabulce

- **Silová složka roste mírně rychleji než inflace** – modelujeme 2 % p.a.; distribuční/OZE poplatky zůstávají regulované, indexujeme o ≈ 1 haléř ročně.
- **Import prudce klesá** díky kombinaci (i) dynamického alokačního klíče, (ii) nových FVE 248 kWp, (iii) modulární akumulace. Již scénář 2028 šetří ES > 1,6 mil. Kč ročně proti výchozímu stavu.
- **Zbylých 75 MWh importu po 2032** představuje především zimní špičky a technologické odstávky; jejich úplné odstranění by vyžadovalo ekonomicky neúnosnou sezonní akumulaci.
- **Ceny PPA uvnitř ES (≈ 3,0 Kč · kWh⁻¹)** nejsou zde započteny — přeúčtují se mezi členy a figurují na straně výnosů kap. 4.4.4.

Závěr: už ve fázi 2028 se ES Hřibčíc hory stává z pohledu nákladů na externí elektřinu „light-grid“ komunitou; do 2032 klesne závislost na veřejném trhu pod 10 % a cenové riziko výrazně zmizí.

4.4.4 Příjmy z provozu vlastních výroben a služeb ES

Položka výnosu	2024	2027(EMS + BESS 269 kWh)	2028(+ 248 kWp komunální FVE)	2032(realistický scénář)	Metodická poznámka
PPA – přetoky z obecních & Litenčice FVE ES marže $0 \leftrightarrow 0,6 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}^{-1}$	≈ 2	≈ 520	≈ 820	≈ 960	• Exportní objem viz tab. 4.4.2 • Do marže ES se počítá pouze komunální FVE a Litenčice (≈ 80 % přetoku). • SME přetoky zůstávají majitelům.
Služby výkonové rovnováhy (FCR / mFRR)	—	≈ 75	≈ 140	≈ 400	• Poptávka ČEPS 2025 → 2030. • Předpoklad využití 25 % (2027), 40 % (2028), 60 % (2032) nominální kapacity BESS.

Položka výnosu	2024	2027(EMS + BESS 269 kWh)	2028(+ 248 kWp komunální FVE)	2032(realistický scénář)	Metodická poznámka
					• Cenový koef. 42 k Kč · MW ⁻¹ · rok ⁻¹ (FCR-D).
Úspora fixních poplatků (virtuální OM)	—	≈ 56	≈ 56	≈ 56	Vypočteno v kap. 4.4.1.
Ostatní provozní výnosy • Power-to-Heat ORC (BEC)	—	—	≈ 20	≈ 90	Pilot P-to-H 50 kW → teplo ↔ mFRR, využití 35 % (2032).
Celkové výnosy ES	≈ 2 tis. Kč	≈ 651 tis. Kč	≈ 1 036 tis. Kč	≈ 1 506 tis. Kč	—

Komentáře a vysvětlení modelu

1. Rozdělení PPA marže

- **Obecní / komunální FVE** (vč. repoweringu Litenčice) předávají ES **0,6 Kč · kWh⁻¹** z každé prodané přebytečné kWh.
- **SME FVE (G3, BIOGRUNT)** si ponechávají 100 % přebytků, protože financují zdroje z vlastních zdrojů a už tak významně absorbují letní špičky.
* Průměrná PPA prodejní cena korigována na 1,9 → 2,1 Kč · kWh⁻¹ (forward kontrakty 2025-30).

2. Flexibilita – nárůst tržního výnosu

- **BESS 269 → 431 → 931 kWh** znamená disponibilní výkon 70 → 110 → 150 kW.
- Počítáme s postupným vstupem do FCR-D / mFRR: 25 % využití v 2027 (pilot), 60 % v 2032 (plný agregátor).

3. OPEX monitoringu a řídicího systému (≈ 0,07 Kč · kWh⁻¹ u malých FVE) je odečten již v kap. 4.4.5, takže zde uvádíme „čisté“ výnosy.

4. Power-to-Heat (BEC Roštín) – pilot 50 kW kotel + zásobník 50 m³:

* 2028 test režim (20 tis. Kč z nevyužitého PPA spreadu),
* 2032 → 90 tis. Kč při plné integraci do mFRR (využití tepelné kapacity 1,5 h denně v letní špičce).

Rekapitulace: už v roce 2028 generuje ES > **1 mil. Kč ročních „aktivních“ příjmů** (mimo úspory importu). Po dovršení realistického scénáře (2032) se roční výnosy stabilizují na **≈ 1,5 mil. Kč**, což spolu s úsporou nákupu (kap. 4.4.3) vytváří **celkovou hotovostní pozici ~ 3 mil. Kč · rok⁻¹** – dostatečnou k financování provozu EMS, splátkám BESS a dalším rozvojovým krokům.

4.4.5 Rekapitulace čisté bilance ES HH

Rekapitulace čisté bilance ES Hříběcí hory

(všechny částky bez DPH; „úspora nákupu“ = rozdíl proti roku 2024)

Milník / scénář	Úspora nákupu[tis. Kč · r ⁻¹]	Výnosy ES(PPA-marže + flexibilita + fixní úspory)[tis. Kč · r ⁻¹]	Čistý efekt[tis. Kč · r ⁻¹]
2027 (EMS + BESS 269 kWh)	≈ 1 150	≈ 651	≈ 1 801
2028 (+ 248 kWp komunální FVE & BESS 431 kWh)	≈ 1 640	≈ 1 036	≈ 2 676
2032 (realistický scénář: 1 434 kWp FVE & BESS 931 kWh)	≈ 2 080	≈ 1 506	≈ 3 586

Poznámka:

- PPA-marže počítá **0,6 Kč · kWh⁻¹ jen z komunálních přetoků** (SME = 0 Kč marže).
- Výnos flexibility dělen poměrem **ES : vlastník BESS = 1 : 2** (třetinový podíl).
- Fixní úspora po sloučení OM = ≈ 56 tis. Kč · r⁻¹ (již v sloupci „Výnosy“).

4.5.6 Doporučení a závěr kapitoly 4.4

1. Krátkodobý cash-flow nad 1,8 mil. Kč (2027)

– pokryje roční provoz EMS (≈ 150 k Kč) a servis BESS (≈ 50 k Kč) → **pozitivní provozní saldo od prvního roku.**

2. Investiční návratnost

* Kumulovaný CAPEX do fáze 2028 (EMS 2,94 mil. + BESS ~ 2,7 mil.) =

≈ 5,6 mil. Kč po dotacích.

* Čistý efekt 2,7 mil. Kč · r⁻¹ ⇒ **payback ≈ 2,1 roku.**

3. Pro rok 2032+

* Čistý přebytek > **3,5 mil. Kč · r⁻¹** – dostatečný na splátky úvěru pro Modul II BESS (500 kWh) **bez další dotace** a na průběžné doplňování domácích úložišť.

* Zbytkový import 75 MWh · r⁻¹ drží komunitu v kategorii „**light-grid**“, takže se vyhne drahému sezonnímu úložišti.

4. Citlivost a rizika

* **Klesne-li PPA cena o 25 %**, čistý efekt 2032 se sníží na ≈ 3,1 mil. Kč · r⁻¹ – projekt je stále vysoce rentabilní.

* **Neúčast v FCR/mFRR** (zpoždění agregátora) by ubrala max. ≈ 0,4 mil. Kč, ale nezmění pay-back < 3 roky.

5. Prioritní kroky řízení

1. Potvrdit se SME smluvní model „0,6 Kč marže ES vs. 1,0 Kč vlastník“ –

dopracovat PPA šablonu.

2. Zpřesnit cenový harmonogram flexibility s vybraným agregátorem do IX/2026.
3. V první pololetí 2027 přejít na jednotný **spotový reporting importu/exportu** → sníží účetní režii a usnadní monitoring efektu.

Celkově: ES Hříběcí hory se po implementaci kapitol 3 a 4 stává ekonomicky soběstačným projektem s rychlou návratností a udržitelnými provozními přebytky, které lze reinvestovat do dalšího rozšiřování členské základny a akumulace.

4.4.7 Provozní bilance a ekonomika ES bez zahrnutí FVE Litenčice

Finanční a provozní model ES Hříběcí hory je v TSP kap. 4.4 zpracován pro základní scénář, kdy od roku 2026 dochází k plnému sdílení elektřiny ze všech zdrojů včetně FVE Litenčice. Tento model ukazuje velmi příznivé výsledky – ES dosahuje od prvního roku sdílení kladného provozního salda a rychlé návratnosti investic (payback ~2 roky) díky vysoké úspoře nákladů na nakupovanou elektřinu a nově generovaným příjmům z prodeje přebytků a flexibility. Ve scénáři **bez Litenčic** se však ekonomická bilance vyvíjí odlišně. Hlavní rozdíly lze shrnout takto:

- **Menší úspora nákladů na nákup elektřiny:** Bez možnosti využít ~700 MWh/rok produkce FVE Litenčice bude OES HH nakupovat ze sítě podstatně více elektřiny po celou dobu 2024–2029. I po spuštění sdílení (2026+) zůstane minimálně polovina spotřeby členů pokrývána externími dodávkami. To se přímo promítá do **nižších finančních úspor**. Zatímco v hlavním scénáři klesá díky sdílení objem nakupované silové elektřiny o $\approx 1\,640$ tis. Kč ročně (stav 2028, tab. 4.4.5) v porovnání s výchozím rokem 2024, v alternativním scénáři bude úspora výrazně menší – odhadem jen kolem **1 000 tis. Kč/rok v roce 2028**. Rozdíl ~0,6 mil. Kč představuje právě nevyužitý potenciál FVE Litenčice, jehož výrobu musí společenství nakupovat od dodavatelů.
- **Nižší příjmy z provozu ES:** Kromě úspor z menších nákupů by OES HH v letech 2026–2029 generovalo i tzv. **aktivní výnosy** – marže z alokace vyrobené elektřiny členům (PPA marže) a odměny za poskytování flexibility (např. mFRR prostřednictvím baterie G3). Tyto příjmy byly v hlavním scénáři vyčísleny na $\approx 1\,036$ tis. Kč ročně (2028) a rostou s dalším rozvojem (tab. 4.4.5). Ve variantě bez Litenčic budou příjmy ES nižší hned z několika důvodů: (i) objem přebytků dodávaných do sítě je menší – PPA marže z výkupu komunitních přetoků klesne oproti plánu; (ii) omezená výroba znamená menší možnosti poskytnout regulační energii – výnos z flexibility (dělí se mezi ES a majitele baterií) bude nižší; (iii) fixní úspory po sloučení OM zůstávají stejné (cca 56 tis. Kč/rok), ale v celkovém součtu tvoří větší relativní podíl. Celkově lze očekávat, že **roční výnosy ES** (mimo úspory nákupu) dosáhnou v roce 2028 zhruba 500–700 tis. Kč místo plánované $\approx 1\,036$ tis. Kč. Kombinace nižších úspor nákupu a nižších aktivních příjmů povede k tomu, že čistý roční efekt pro členy ES bude **přibližně poloviční** oproti

původnímu modelu (odhad čistého efektu $\sim 1,5$ mil. Kč $\cdot$ rok⁻¹ v 2028, oproti 2,676 mil. Kč $\cdot$ rok⁻¹ v scénáři s Litenčicemi).

- **Prodlužuje se doba návratnosti investic:** V kap. 4.4.5 je uvedeno, že kumulovaný investiční náklad první fáze (do 2028) $\sim 5,6$ mil. Kč (po dotaci) se v hlavním scénáři vrátí během $\sim 2,1$ roku provozu díky čistému ročnímu přínosu kolem 2,7 mil. Kč. Pokud čistý přínos klesne na $\sim 1,5$ mil. Kč/rok, prodlouží se **prostá návratnost investic** přibližně na 3,5–4 roky. Ještě závažnější je však dopad na *cash-flow* v *prvních letech*: v hlavním scénáři generuje ES už v roce 2027 kladné provozní saldo $> 1,8$ mil. Kč/rok, což pokrývá veškeré provozní náklady (EMS, servis) a zajišťuje udržitelnost projektu od počátku. Naproti tomu bez FVE Litenčice vychází pro rok 2027 čistý efekt odhadem jen kolem 0,8 mil. Kč (při započtení úspor i výnosů) – **to stěží pokryje roční náklady na provoz EMS a ostatní fixní výdaje**. OES HH by tak nemělo v prvním období téměř žádné volné prostředky a muselo by více spoléhat na rezervy či podporu zvenčí, než se naplno projeví efekty investic (tj. do dokončení všech FVE a BESS v r. 2028). Finanční *break-even* bod se tedy posouvá blíže k roku 2030. Teprve po integraci FVE Litenčice do sdílení by se ekonomika ES skokově zlepšila (viz variantní SWOT níže).
- **Nižší provozní náklady zdrojů, ale vyšší výdaje za nakupovanou energii:** Na provozní straně přináší absence FVE Litenčice i jeden pozitivní efekt – výrazně klesají **fixní OPEX spojené s výrobou**. Největší položky (pojištění FVE Litenčice a paušální platby za systémové služby na úrovni VN) činily ~ 200 tis. Kč ročně, což odpovídalo $\approx 76\%$ všech provozních nákladů zdrojového portfolia ES HH. Bez tohoto zdroje mají zbývající FVE zanedbatelné roční náklady (údržba, revize řádově desítky tisíc Kč celkem). Paradoxně tak **ES v období 2024–2029 ušetří na interních nákladech**, ovšem tyto úspory jsou mnohonásobně převáženy zvýšenými výdaji za nakupovanou elektřinu z DS. Čistý dopad na *cash-flow* je tedy negativní. Pro členy ES to znamená, že do roku 2029 budou platit za elektřinu jen o málo méně než v soudobém stavu (před sdílením) – úspory díky malým FVE a optimalizaci provozu sice jsou **poznatelné**, ale nedosahují plného potenciálu komunitní energetiky.
- **Nutnost pečlivého finančního plánování v přechodném období:** Pomalejší nárůst úspor a příjmů implikuje, že **návratnost projektu jako celku se posouvá**. ES HH nebude schopno generovat významnější provozní přebytky před rokem 2030. Jakékoli reinvestice (např. do dalších domácích úložišť či rozšíření členské základny) tak budou muset být buď omezeny, nebo financovány z jiných zdrojů než z provozních zisků ES. Je možné, že v letech 2026–2029 bude společenství využívat *přechodný grant* či *úvěr* k zajištění finanční stability, s výhledem splacení po 2030, kdy se připojí FVE Litenčice a projekt začne generovat plánované přebytky (> 3 mil. Kč/rok, viz kap. 4.4.5 pro scénář 2032). V každém případě bude třeba průběžně aktualizovat ekonomickou analýzu a **monitorovat rizika** (např. růst cen nakupované elektřiny, výpadky výroby u členů apod.), aby se přechodné období zvládlo bez finančních potíží.

Stručně řečeno, **dočasné vyřazení FVE Litenčice ze sdílení výrazně zhorší ekonomickou bilanci OES HH v počátečních letech**. Projekt sice zůstane smysluplný (stále dochází k úsporám a po zapojení dalších FVE bude provoz zřejmě soběstačný), ale nenaplní se původní optimistická predikce *rychlé návratnosti a udržitelných provozních přebytků*. Místo toho půjde o **opatrné hospodaření s minimální rezervou**, kdy hlavním úkolem bude udržet motivaci členů a stabilitu společenství do doby, než bude možné využít plný potenciál velkého zdroje. Detailní přehodnocení podnikatelského plánu (ve spolupráci s ekonomickou studií) a zavedení konzervativnějšího finančního řízení je proto za těchto okolností namístě.

4.5.6.1 Tabulkové srovnání ekonomických dopadů s/bez FVE Litenčice

Roční přínos ES HH v Kč (bez / se FVE Litenčice)

Rok	Úspora nákupu silové elektřiny ("komunitní kWh")	Aktivní příjmy ES (PPA marže + flexibilita)	Čistý roční přínos (bez LIT → s LIT)	Provozní náklady zdrojů (OPEX)	Čisté provozní saldo (bez LIT → s LIT)
2024	0 → 0 Kč ^{*1}	0 → 0 Kč	0 → 0 Kč	-30 000 → -230 000	-30 000 → -230 000
2025	460 000 → 1 060 000	180 000 → 430 000	640 000 → 1 490 000	-55 000 → -235 000	585 000 → 1 255 000
2026	730 000 → 1 450 000	350 000 → 640 000	1 080 000 → 2 090 000	-60 000 → -240 000	1 020 000 → 1 850 000
2027	860 000 → 1 620 000	480 000 → 820 000	1 340 000 → 2 440 000	-65 000 → -245 000	1 275 000 → 2 195 000
2028	1 000 000 → 1 640 000	600 000 → 1 036 000	1 600 000 → 2 676 000	-70 000 → -250 000	1 530 000 → 2 426 000
2029	1 050 000 → 1 680 000	650 000 → 1 080 000	1 700 000 → 2 760 000	-75 000 → -255 000	1 625 000 → 2 505 000

^{*1} Sdílení startuje až 2026, proto v roce 2024 nejsou úspory (roční výchozí stav).

Všechny částky **bez DPH**, zaokrouhleny na tisíce.

Klíčové ekonomické ukazatele projektu (souhrn)

Ukazatel	Scénář B (bez LIT)	Scénář S (s LIT)	Rozdíl
Průměrná roční úspora nákupu (2026–2029)	910 tis. Kč	1 583 tis. Kč	-673 tis.
Průměrné aktivní výnosy ES (2026–2029)	395 tis. Kč	894 tis. Kč	-499 tis.
Průměrný čistý přínos (po OPEX)	1 245 tis. Kč	2 265 tis. Kč	-1 020 tis.
Prostá doba návratnosti investice (5,6 mil. Kč, po dotaci)	≈ 3,7 roku	≈ 2,1 roku	+1,6 roku
Rok přechodu do kladného provozního salda	2027 (≈ +0,8 mil. Kč)	2026 (> +1,5 mil. Kč)	+1 rok
Rezerva na reinvestice 2026–2029	≈ 2,5 mil. Kč	≈ 6,4 mil. Kč	-3,9 mil.

Ukazatel	Scénář B(bez LIT)	Scénář S(s LIT)	Rozdíl
Fixní OPEX zdrojů (průměr)	60–75 tis. Kč · rok ⁻¹	230–255 tis. Kč · rok ⁻¹	-170–180 tis.

Peněžní toky (kumulativní, bez DPH)

Rok	Kumulativní investice	Kumulativní čistý přínos(bez LIT)	Kumulativní čistý přínos(s LIT)
2024	2 800 000	0	0
2025	4 600 000	640 000	1 490 000
2026	5 600 000	1 720 000	3 340 000
2027	5 600 000	2 995 000	5 535 000
2028 (PB B)	5 600 000	4 525 000	7 961 000
2029	5 600 000	6 150 000	10 466 000

PB B ≈ 3,7 r. (sestává z 2026--2028).

PB S ≈ 2,1 r., dosaženo mezi 2026 a 2027.

Vysvětlivky k tabulkám

- **Úspora nákupu silové elektřiny** – rozdíl mezi výchozí cenou 2,80 Kč · kWh⁻¹ a referenční cenou „komunitní kWh“ 1,10 Kč · kWh⁻¹ násobený sdílenou energií.
- **Aktivní příjmy ES** – součet PPA marže (rozdíl náklad vs. prodej členům) a podílu na příjmu z flexibility (mFRR, peak-shaving).
- **Provozní náklady zdrojů (OPEX)** – pojištění, servis FVE, VN poplatky (v B scénáři < 80 tis./rok díky absenci FVE Litenčice).
- **Kumulativní čistý přínos** – sumace čistých ročních přínosů odečtená od investic; slouží k určení prosté doby návratnosti (PB).

4.5 Návrh technických úprav a rozvoje distribuční soustavy

Cílem kapitoly je zmapovat všechny úpravy potřebné k bezpečnému a ekonomickému provozu rozšířeného portfolia ES HH:

1. přepojení 15 stávajících odběrných míst do jednoho virtuálního OM,
2. připojení nových nebo rozšířených výroben (248 kWp střech 2026-28, plánované SME FVE + BESS) a
3. instalaci modulárních bateriových bloků (edge Voltsmile, komunitní 90 kWh, firemní 100 kWh, Moduly I/II).

Kapitola proto obsahuje (i) doporučené změny hlavních jističů a export-limitů, (ii) požadavky EG.D na nové smlouvy o připojení, (iii) bilanci zatížení klíčových trafostanic Roštín 400 kVA, Pačlavice 250 kVA, Těšánky 400 kVA a Lebedov 250 kVA a (iv) přehled

smart-grid prvků a komunikačních rozhraní nutných pro provoz dynamického sdílení a agregované flexibility. Součástí je také podkapitola 4.5.3, která definuje kritéria pro výběr trafostanic vhodných k budoucímu umístění kontejnerových baterií.

4.5.1 Připojení stávajících a nových odběrných míst

OM / lokalita	Napěťová hladina	Stávající jistič [a rezerv.]	Navržená změna	Důvod / poznámka
Sokolovna Roštín (S 6)	NN 0,4 kV	3 × 40 A (rezerva 3 × 100 A)	sjednotit → 3 × 63 A	Reálná špička ~ 28 kW; po instalaci FVE 30 kWp (export 0 kW) bude rozběhový proud střídače > 40 A. Tarif přejde z C45d na C02d (úspora ≈ 18 tis. Kč · r ⁻¹).
KD Pačlavice (S 8)	NN 0,4 kV	3 × 50 A	ponechat , ověřit kabel 4 × 35 Cu	FVE 50 kWp, export 0 kW → I _{max} ≈ 85 A; kabel ke TS na hraně tepelné proudové zatížitelnosti. Pokud kabel zůstane, přetok-stop zůstane 0 kW.
MŠ Roštín (S 5)	NN 0,4 kV	3 × 25 A	povýšit → 3 × 32 A	Nová FVE 15 kWp, export 0 kW; rozběhový proud ≈ 26 A.
BEC Roštín (S 3)	NN 0,4 kV	3 × 250 A	ponechat , instalovat export-limiter 32 kW	Měníč FVE 99 kWp zruší „0 kW export“; řízený limit 32 kW + napojení BESS 200 kWh (2028).
KD Zdounky	NN 0,4 kV	3 × 100 A	snížit → 3 × 63 A	Spotřeba 33 MWh · r ⁻¹ ≈ 6 kW AVG, špička < 25 kW; FVE 19,7 kWp + BESS 20 kWh běží v režimu 0 kW export.
DPS Zdounky	NN 0,4 kV	3 × 50 A	ponechat	FVE 19,7 kWp + BESS 20 kWh, export-stop 0 kW; proudy < 48 A.
G3 Těšánky	NN 0,4 kV	3 × 100 A	ponechat	Denní špičky ≈ 80 kW; FVE 59 kWp + BESS 100 kWh (export ≤ 50 kW). 100 A je limit bezpečně vyhovující.
BIOGRUNT Lebedov	NN 0,4 kV	3 × 40 A	ponechat , export-stop 0 kW	FVE 59 kWp běží v on-site režimu; průměrný odběr 11 kW.

Opatření na straně odběrů

- **Redukce předimenzovaných jističů** (Sokolovna, KD Zdounky) → úspora fixních plateb ≈ 34 tis. Kč · rok⁻¹.
- **Navýšení MŠ Roštín** minimalizuje riziko odskoku jističe při ranním rozběhu střídače.
- **Virtuální OM (kap. 4.4):** agregovaný rezervovaný příkon po optimalizacích = **≈ 430 kW** (vs. součet jmenovitých 560 kW) – stále pod 400 kVA hranicí nejvytíženější TS Roštín díky BESS peak-shavingu.

Doporučené milníky

1. Q2 / 2026 – realizovat změny jističů a podepsat nové SoP (MŠ, KD Pačlavice, KD Zdounky).
2. Q3 / 2026 – instalovat export-limitery (BEC Roštín, Pačlavice, G3 Těšánky).
3. Q4 / 2026 – ověřit termokamerou kabel 4 × 35 Cu KD Pačlavice → TS při provozu FVE 50 kWp v letním poledni; rozhodnout o případné výměně.

4.5.2 Připojení nových výroben

Výrobní / projekt	Inst. výkon / export-limit	Připojení (hladina / jistič)	Nutné opatření / investice	Stav k VII / 2025
FVE 99 kWp + BESS 90 kWh – Pačlavice (V 507)	65 kW export (BESS EMS)	NN, 3 × 250 A	Kombinovaný SMU-export-limiter 65 kW; certifikace G59-3-CZ	PD hotovo, SoP 16-06-2023; realizace 03-12 / 2026
FVE 50 kWp – KD Pačlavice (V 508)	0 kW export-stop	NN, 3 × 50 A	Interní přetok-stop; pokud kabel 4 × 35 Cu zůstane, nutná termokamera & I ² t ochrana v TS	v přípravě, žádost dotace
FVE 30 kWp – Sokolovna Roštín (V 506)	0 kW export (P(U)-regulace)	NN, 3 × 63 A	Střídač s volt/var funkcí; sjednocený jistič 63 A	SoP připravena, statika střechy ověřena 03 / 2026
FVE 15 kWp – ZŠ Roštín (V 504)	0 kW export	NN, 3 × 40 A	Nová SoP EG.D; revize hromosvodu	žádost o připojení 05 / 2026
FVE 15 kWp – MŠ Roštín (V 505)	0 kW export	NN, 3 × 32 A	Nová SoP; přetok-stop > 25 A	projekční záměr 04 / 2026
BESS 20,5 kWh – KD Zdounky	10 kW / 10 kVA	NN, 3 × 100 A → 63 A	Voltsmile V10 s cloud-API; datová brána MQTT	montáž 07 / 2025
BESS 20,5 kWh – DPS Zdounky	10 kW / 10 kVA	NN, 3 × 50 A	Voltsmile V10; export-stop 0 kW	montáž 08 / 2025
FVE 59 kWp – G3 Těšánky (rozšíření)	export ≤ 50 kW (EMS)	NN, 3 × 100 A	Střídač s EMS-limit; paralelní připojení k stáv. 59 kWp	projekt + žádost NRB, uvedení 12 / 2025
BESS 100 kWh – G3 Těšánky	100 kW / 100 kVA	NN, 3 × 100 A	Kontejner LFP; nová jištění 3 × 125 A; Modbus-TCP ↔ centrální EMS	projektová příprava 2026, instalace 2027
FVE 59 kWp – BIOGRUNT Lebedov	0 kW export-stop	NN, 3 × 40 A	On-site provoz; ochrana G59-3-CZ	projekt 06 / 2025; instalace 2026
BESS 200 kWh – BEC Roštín (Modul I)	100 kW / 100 kVA	NN, 3 × 250 A	Jistič 3 × 160 A v AC panelu FVE 99 kWp; komunikace Modbus-TCP	investice 2028 (50 % MF RES+)

Výrobní / projekt	Inst. výkon / export-limit	Připojení (hladina / jistič)	Nutné opatření / investice	Stav k VII / 2025
BESS 500 kWh – TS FVE Litenčice (Modul II)	250 kW / 250 kVA	NN vývod TS 22 / 0,8 kV	Nový jistič 3 × 400 A; betonová plocha 8 × 3 m; rozhraní IEC 61850	záměr > 2029, po plném EDC + dynamickém sdílení
FVE 638 kWp – Litenčice (stávající)	RP 550 kW	VN 22 kV	Žádné úpravy: ochrana P(U) a volt/var již instalovány	revize 11 / 2024

Klíčové body k realizaci

- Všechny nové **střešní FVE pracují s export-stopem 0 kW** (výjimky: Pačlavice 65 kW, G3 50 kW řízené EMS).
- Export-limitery a volt/var regulace** musí být certifikovány dle G59-3-CZ a napojeny na centrální EMS pro reporting 15-min bloků do EDC.
- Instalace **BESS Voltsmile** (Zdounky) a **pilotní komunitní BESS 90 kWh** (Pačlavice) jsou podmínkou dotační smlouvy SFŽP – Komunitní energetika
- Kabel NN KD Pačlavice → TS** musí projít termodiagnostikou do 12 měsíců od spuštění FVE 50 kWp; pokud $I_{z} > 70\text{ °C}$ při trvalém proudu, je nutné buď kabel vyměnit ($\text{Cu } 4 \times 50\text{ mm}^2$) nebo trvale omezit export na 0 kW.
- Pro **BESS Modul II 500 kWh** je potřeba vyhradit 20 ft zpevněnou plochu u TS FVE Litenčice a dodržet požární odstup min. 5 m od budovy měnárny; podrobné požárně-bezpečnostní řešení bude součástí DSP 2028.

4.5.3 Doporučení pro vyhledávání a využití trafostanic pro akumulaci

Pro efektivní integraci bateriových úložišť do distribuční sítě ES HH doporučujeme umísťovat větší baterie v blízkosti stávajících i plánovaných trafostanic VN/NN. Trafostanice (TS) představují uzlové body s dostatečnou kapacitou a infrastrukturní připraveností pro připojení akumulace. V území MAS Hřibčecí hory se vyskytují dva hlavní typy TS: zděné kioskové trafostanice (menší budovy) a prefabrikované kontejnerové trafostanice. Oba typy lze využít – u kioskových TS se baterie umístí vedle objektu (na volnou plochu), u kontejnerových TS je možné bateriový kontejner přistavit do bezprostřední blízkosti stávající skříně.

Při výběru konkrétního místa je třeba zohlednit prostorové možnosti: standardní kontejnerové bateriové úložiště (řádově stovky kWh) má rozměry např. 6 × 2,5 m (20 ft kontejner) a vyžaduje zpevněnou plochu a přístup pro servis. U menších baterií (desítky kWh, jako pilotní 90 kWh BESS v Pačlavicích nebo dvojice Voltsmile V10 ve Zdounkách) stačí plocha pár m² – lze je instalovat i na venkovní zpevněné ploše u budovy OÚ či technické místnosti. Ideální je umístění co nejblíže k NN rozvaděči

trafostanice, aby se minimalizovala délka připojovacích kabelů a ztráty. Vzdálenost do ~10 m je bezproblémová; při delším vedení je třeba použít odpovídající průřez a chránit kabel proti mechanickému poškození (husí krk, zakopání).

Důležitými aspekty jsou požární bezpečnost a hlučnost. Lithium-iontové baterie musí být umístěny tak, aby splňovaly požární předpisy: doporučuje se odstup min. několik metrů od budov (pokud to není možné, instalovat protipožární příčky či stěny mezi baterií a budovu). Venkovní bateriové kontejnery většinou obsahují hasicí systém (např. inertní plyn) a senzory; u komunitních úložišť ≥ 100 kWh je povinná notifikace HZS Zlínského kraje podle §26 odst. 2 písm. d) vyhl. 246/2001 Sb. Hlučnost bateriových stanic pochází hlavně z chlazení (ventilátory či klimatizační jednotky kontejneru). Úroveň hluku se pohybuje kolem 50–60 dB ve vzdálenosti 10 m (tj. srovnatelné s běžnou klimatizační venkovní jednotkou). Proto je vhodné volit trafostanice, které nejsou těsně u obytných domů, nebo provést dodatečná opatření – instalovat tlumicí kryty ventilátorů, případně bateriový kontejner částečně odhlučnit (vnitřní obložení). V nočních hodinách navíc většina baterií nebývá v intenzivním provozu, takže hluk je v noci minimální.

Bezpečnost a přístup: Baterie umístěná u trafostanice musí být zabezpečena proti neoprávněnému vstupu – oplocení kolem, kamerový dohled apod., podobně jako je to běžné u samotných TS. Zároveň je nutné ponechat dostatek prostoru pro servisní přístup k trafostanici i k baterii (servisní vozidlo, výměna transformátoru jeřábem atd.). To je nutné zohlednit už při návrhu pozice baterie.

Kandidátní uzly pro komunitní baterie (stav VII / 2025)

Obec / TS	Typ TS & výkon	Volná plocha	Doporučená kapacita BESS	Specifické limity
Pačlavice – TS 250 kVA ZŠ	kiosková 22/0,4 kV	120 m ² obecní pozemek	200 kWh (Modul I)	vzdál. > 15 m od ZŠ; vhodné pro rozšíření po pilotní 90 kWh BESS
Roštín – TS 400 kVA BEC	kontejnerová	60 m ² (zpevněno)	200 kWh (Modul I)	ochranné pásmo sklad slámy; nutný odstup 10 m + protipožární stěna
Roštín – TS Sokolovna 190	kiosková 100 kVA	80 m ² obecní pozemek	100 kWh	rezerva 30 m k RD → hluk ≤ 55 dB(A); vhodné pro místní peak-shaving
Litenčice – TS FVE 22/0,8 kV	kontejnerová 630 kVA	150 m ² (travnaté)	500 kWh (Modul II)	požární odstup 5 m; nutné nové jištění 3 × 400 A
Zdounky – TS KD / OÚ	kiosková 250 kVA	90 m ²	100 kWh	navazuje na BESS 2 × 20,5 kWh; hluk max. 50 dB v noci

Doporučujeme vytipovat několik vhodných trafostanic v každé obci ES, kde by bylo možné v budoucnu baterie instalovat. Konkrétně v **Pačlavicích** je pilotní baterie 90 kWh plánována přímo v objektu Domova sociálních služeb – do budoucna by však větší baterie (např. obecní 0,2 MWh) mohla být umístěna u hlavní trafostanice Pačlavice 250 kVA, která stojí na okraji areálu ZŠ (volné prostranství, v majetku obce). **Roštín**: komunitní baterie 200 kWh u TS BEC (400 kVA) musí respektovat ochranné pásmo biokotelny; alternativou

je TS u sokolovny (obecní pozemek, menší modul 100 kWh). **Zdounky:** po dokončení dvojice Voltsmile V10 (41 kWh) se jako další krok nabízí 100 kWh kontejner u kioskové TS KD/OÚ. **Litenčice:** pro dlouhodobé řízení přetoků VN FVE doporučujeme 500 kWh modul u TS 22/0,8 kV – úložiště se připraví až po dosažení plného dynamického sdílení (EDC 2029+).

Shrnutí: Trafostanice by měly sloužit jako přirozené uzly pro budování akumulace – umožní snadné připojení do sítě, zkrátí kabeláž a využijí stávající infrastrukturu (jištění, uzemnění). Při dodržení výše uvedených zásad (dostatečný prostor, požární odstup, hlukové omezení, zabezpečení) je integrace baterií k trafostanicím technicky i legislativně proveditelná. Tato strategie rovněž minimalizuje zásahy do distribuční sítě – baterie instalovaná na NN výstupu z TS může efektivně vykrývat špičky v celé větvi za trafem a zároveň pomůže udržet proudy v kabeláži pod limity (což má význam např. pro kabel ke KD Pačlavice). Pro další rozvoj ES po roce 2030 proto navrhujeme v každé větší obci (Pačlavice, Roštín, Zdounky) zahrnout do územních plánů rezervu pro komunitní baterii právě u distribuční trafostanice; tyto záměry budou rozpracovány v následující aktualizaci TSP podle vývoje financování a kapacity DS.

4.6 Doporučení k realizaci

Kapitola syntetizuje všechny předchozí výsledky a převádí je do akční mapy: co přesně se má postavit, jak se bude sdílet elektrina, jaké parametry musí ES Hříběcí hory splnit a v jakém sledu kroků, aby projekt splnil pravidla SFŽP (Výzva 7) i cíle zapojených subjektů a v neposlední řadě i samotného ES.

4.6.1 Doporučené technické a provozní řešení

Oblast	„Minimum k uvedení do provozu 2026“ (go-live 4 Q 2026)	Střednědobý rozvoj 2026 → 2028	Dlouhodobý rozvoj 2029 → 2035 (realistický scénář)
Výrobní OZE	Stávajících ≈ 827 kWp FVE → • 638 kWp Litenčice (VN) • 99 kWp BEC Roštín (NN) • 59 kWp G3 Těšánky (NN) • 5 × malé střechy (≈ 31 kWp)	+ 214 kWp nových střech (ZŠ + MŠ + Sokolovna + KD + Pačlavice) → celkem ≈ 1 041 kWp	+ další ≈ 350 kWp (volné plochy, repowering Litenčice DC-oversizing, agro-FVE) → > 1 390 kWp
Akumulace (BESS)	• Domácnosti + OU Roštín 38 kWh • Voltsmile Zdounky 2 × 20,5 kWh (inst. 2025) • Pilot komunitní BESS Pačlavice 90 kWh / 65 kW → Celkem ≈ 169 kWh	+ Firemní kontejner G3 100 kWh / 100 kW (2027) + Modul I BEC Roštín 200 kWh / 100 kW (2028) → Celkem ≈ 469 kWh	+ Modul II TS Litenčice 500 kWh / 250 kW (po dynamickém klíči) + rezidenční virtuální baterie ≥ 50 kWh (≥ 50 domácností) → Celkem > 969 kWh
Řízení / EMS	EMS Light (lokální server), statický klíč 55 % MSP / 35 % veřejné	Přechod na dynamický 15-min klíč 07 / 2027; integrace BESS do SoC-řízení; agregace mFRR pilot (50 kW)	Hybridní klíč (20 % fix „kritická infrastruktura“, 80 % dynamicky + cenový signál);

Oblast	„Minimum k uvedení do provozu 2026“ (go-live 4 Q 2026)	Střednědobý rozvoj 2026 → 2028	Dlouhodobý rozvoj 2029 → 2035 (realistický scénář)
	/ 10 % rezidenti; 60 smart počítačů LTE-M		mFRR / FCR-D kapacita ≥ 150 kW
Úpravy DS	- Export-limiter 65 kW (SSP) - P(U)/volt-var FVE < 32 kW - Snížení jističů (Sokolovna → 3×63 A)	- I²t ochrana TS Pačlavice - Trafo & kabel monitoring přes RTU - Edge BESS Zdounky stabilizuje místní NN	- Možný upgrade kabelu KD Pačlavice 4×35 Cu → 4×70 Al - Příprava na cílené řízení jalové Q v 22 kV

Strategie „learn & scale“ zůstává beze změny: vše se zavádí nejdříve v malém pilotním bloku, po ověření KPI se rozšiřuje modulárně (BESS, další střechy, dynamické funkce EMS).

4.6.2 Popis systému sdílení přes DS

Krok / vrstva	Řešení 2026 – go-live	Přechod 07 / 2027	Cílový stav 2028 → 2035
Registrace v EDC	Jeden virtuální OM “OES-HH” - rezervovaný příkon = 490 kW (součet špiček 15 OM po snížení jističů) - datový tok: 60 × LTE-M 1 min → cloud EMS	(beze změny)	(beze změny)
Alokační klíč – fáze I	Statický poměr 55 / 35 / 10 % - MSP & BEC (kritické výroby) - veřejný sektor (obce, školy, DPS) - rezidenti & pilotní prosumeři	—	ruší se → hybrid
Alokační klíč – fáze II	—	Dynamický 15 min klíč řízený EMS: 1 Základní zajištění “kritických odběrů” (Pačlavice 40 kW base, BEC technologie 25 kW). 2 Zbytek výrobní kapacity rozdělen poměrně k aktuální spotřebě (měřená 15 min). 3 BESS dispečink vstupuje při export-limitu 65 kW (SSP) nebo při přepětí > 253 V.	—
Alokační klíč – fáze III (hybrid)	—	—	Od 01 / 2028: 20 % fix pro kritické odběry (sociální služby, BEC), 80 % dynamicky dle spotřeby a cenového signálu (algoritmus λ-price EMS) – umožňuje optimalizovat PPA vs. spotové ceny.
Interní cenotvorba / vyúčtování	“Vnitřní PPA”: cena pro příjemce = 2,60 Kč·kWh⁻¹ (2026)	Indexace +2 % p.a.; cena DS-importu = spot	Hybridní klíč doplňuje hodinový tarif: cena distribuční složky se promítá

Krok / vrstva	Řešení 2026 – go-live	Přechod 07 / 2027	Cílový stav 2028 → 2035
	• 2,00 Kč převáděno vlastníkovi FVE (MSP, obce) • 0,60 Kč zůstává ES HH (kryje provoz EMS & rezervu)	+ poplatky ⇒ cca 4,90 Kč·kWh ⁻¹ v 2027	do koeficientu λ, aby BESS nabíjel v období < 60 % burzové ceny.
Technická pravidla	• Export-limiter EMU-65 (SSP) • P(U)/volt-var řídicí křivky u FVE < 32 kW • BESS vždy drží min. 10 % SoC pro ostrovní režim • Fallback = statický 55 / 35 / 10 %, pokud EDC API vypadne > 15 min		• Agregátor mFRR (Nano Energies) aktivuje 50–150 kW podle dostupné kapacity BESS + firemní flexibilita. • EMS logiku validuje DP-E.ON každé 2 roky.
Procesy & odpovědnost	• Operátor ES (0,2 FTE) dohlíží na statiku. • Měsíční uzávěrka dat v EDC; export přebytků → fakturace PPA (Enefit).	• EMS: denní report využití výroby, alarmy export-limitů. • Kvartální vyhodnocení KPI (samospotřeba, export, ušetřený CO₂).	• Integrovaný modul nákupu / prodeje: EMS odesílá plánovaný objem flexibilit ČEPS, získané tržby rozpočítává 1 : 2 mezi ES (BESS & řízení) a vlastníky FVE.

4.6.3 Stanovení hlavních technických parametrů ES

Ukazatel	Výchozí 2024(15 OM)	Po spuštění sdílení / EMS2027	Po „balíku FVE 209 kWp”2028	Realistický scénář2035
Instalovaný výkon OZE (kWp)	828 kWp ①	828 kWp	1 037 kWp ②	1 357 kWp ③
Akumulace – inst. kapacita (kWh)	38 kWh (domácí)	≈ 170 kWh ④	≈ 470 kWh ⑤	≈ 931 kWh ⑥
Lokálně využitá výroba (MWh·r ⁻¹)	110 MWh (≈ 13 %)	≈ 460 MWh (≈ 55 %)	≈ 525 MWh (≈ 63 %)	≈ 685 MWh (≈ 82 %)
Energetická soběstačnost	13 %	55 %	63 %	82 %
Export do DS (MWh·r ⁻¹)	670 MWh	370 MWh	490 MWh*	425 MWh*
Roční čistý přínos ES (tis. Kč, po daňových maržích 0 / 0,6 Kč marže)	—	≈ 1 155	≈ 1 395	≈ 1 948

* Export odráží P(U)-omezení 65 kW (Pačlavice) + dynamický odběr MSP; z hlediska DS se vejde pod současné proudové limity (viz 4.5).

Interpretace

- **Výkon OZE** překročí 1,3 MWp do 2035, což je ~160 % špičkové spotřeby členů – lokální akumulace a dynamický klíč proto zůstávají klíčové.
- **BESS** poroste modulárně; milník 500 kWh představuje prahovou hodnotu pro smysluplný vstup na mFRR.

- **Soběstačnost 80 %** je dosažitelná bez posilování VN/NN, pokud se dodrží export-limity a využije se flexibilita MSP.
- **Čistý finanční přínos** (cca 1,95 mil. Kč · r⁻¹ v roce 2035) již vychází z nového modelu sdílení – ES si ponechá jen **0,60 Kč·kWh⁻¹** marži a 1 : 2 podíl na výnosech flexibility, tak jak požadovali vlastníci FVE.

4.6.4 Okrajové podmínky výpočtů

Výroba & technické parametry

- **Specifická výroba FVE:** 1 100 kWh · kWp⁻¹ · rok⁻¹ pro střechy ≤ 30 kWp; 1 050 kWh · kWp⁻¹ · rok⁻¹ pro instalace > 30 kWp (PVGIS, Kroměříž, referenční roky 2005 – 2023).
- **Degradace modulů:** 0,4 % · rok⁻¹ pro křemíkové panely; 0,6 % · rok⁻¹ pro tenkovrstvé FVE Litenčice.
- **Účinnost BESS (round-trip):** 92 % nová LFP, 88 % second-life; samovybíjení 0,04 % · den⁻¹.
- **Životnost BESS:** 7 500 plných cyklů (EoL 80 % SoH) nebo 15 let kalendářně – co nastane dříve.
- **Dostupnost EMS / SCADA:** ≥ 99,5 % (SLA výrobce); při výpočtech mFRR/VaR je započteno 0,5 % penalizační neplnění.

Finanční a dotační předpoklady

- **Diskontní sazba** (reálná): 5 % p.a. (obce 4 %, MSP 6 %; vážený průměr).
- **Inflace** (CPI): 2,5 % p.a. (ČNB středně-dobý cíl).
- **Cena silové elektřiny 2024:** 2,80 Kč · kWh⁻¹ bez DPH; eskalace **+2 % p.a.**
- **Regulované poplatky (DS + POZE):** 1,60 Kč · kWh⁻¹ 2024; eskalace **+1,5 % p.a.**
- **Interní PPA přetoků** (výkup ES → vlastníci FVE):
 - 2024 = **1,60 Kč · kWh⁻¹**; růst **+2,2 % p.a.**
 - **Marže ES na prodeji sdílené energie: 0,60 Kč · kWh⁻¹** (tj. ES prodá členům za ~2,20 Kč a 1,60 Kč vyplatí vlastníkovi FVE).
- **Dělení výnosu z flexibility (FCR/mFRR):** 1/3 ES HH : 2/3 vlastníci technologie (BESS nebo řízený MSP).
- **Dotace**
 - **SFŽP – Komunitní energetika:** 50 % CAPEX pro střešní FVE ≤ 1 MWp.

- **Modernizační fond RES+:** 50 % CAPEX pro komunitní BESS (90 kWh → 500 kWh).
- **Kombinovaný strop veřejné podpory:** 90 % (FVE) / 60 % (BESS) v režimu de-minimis.

OPEX & servisní náklady

- **FVE O&M:** $0,3 \% \cdot \text{CAPEX} \cdot \text{rok}^{-1}$ pro instalace $> 30 \text{ kWp}$, $0,5 \% \cdot \text{CAPEX} \cdot \text{rok}^{-1}$ pro $\leq 30 \text{ kWp}$ (all-risk pojistka v ceně).
- **BESS O&M:** $1,2 \% \cdot \text{CAPEX} \cdot \text{rok}^{-1} + 10 \text{ Kč} \cdot \text{kWh}_{\text{inst}}^{-1} \cdot \text{rok}^{-1}$ licenční poplatek EMS.
- **Náklady na LTE-M data:** $45 \text{ Kč} \cdot \text{SIM}^{-1} \cdot \text{měs}^{-1}$; v modelech zahrnuto paušálem 9 tis. Kč · rok⁻¹ při 16 aktivních měřicích bodech (2027+).

Síť & exportní limity

- **Max. součet exportu NN:** 65 kW SSP Pačlavice + 0 kW ostatní střechy (přetok-stop) – platí do doby, než EG.D schválí vyšší dynamický limit.
- **VN výstup FVE Litence:** rezerva výkonu 550 kW RP; P(U) regulace $\pm 2 \%$ napětí.
- **Trafo proudové limity:** analyticky ověřeno (kap. 4.5) – zatížení nepřesáhne 75 % jmenovitého proudu po instalaci BESS 200 kWh.

Metodické upřesnění

- Ekonomické ukazatele (NPV, IRR) kalkulovány v reálných cenách, dotace vyplaceny v roce uvedení technologie do provozu, daňové odpisy neuvažovány (neziskový spolek).
- Pro rok 2027 a dále je předpokládán **plně funkční dynamický alokační klíč** (15 min) přes EDC API; do té doby modeluje statický poměr 70 / 25 / 5.
- V souladu s komentářem objednatele jsou **výnosy přetoků i flexibility** rozpočítány podle vlastnického schématu a ES si ponechává pouze smluvní marži (viz 4.4.4).

4.6.5 Harmonogram klíčových kroků (Gantt – zkrácená textová verze)

Krok / milník	2025	2026	2027	2028	2029 → 2035*
PD + SoP střech V504–V508	■■■■	■			
Instalace BESS 2 × 20 kWh (KD + DPS Zdounky)	■■■■				
Založení virtuálního OM + EMS-light (statický klíč 70 / 25 / 5)	■■■■	■			
Montáž FVE 99 kWp + BESS 90 kWh (Pačlavice)		■■■■	■		

Krok / milník	2025	2026	2027	2028	2029 → 2035*
Dynamický alokační klíč 15 min (EDC API)		■	■		
Instalace FVE 15 + 15 + 30 kWp (ZŠ, MŠ, Sokolovna)			■■■		
Firemní BESS 100 kWh (G3 Těšánky) + start mFRR pilotu			■■■		
Montáž FVE 50 kWp + BESS 30 kWh (KD Pačlavice)				■■■	
Komunitní BESS 200 kWh (BEC Roštín)				■	
Pasportizace střech & studie ORC / větrný zdroj	■	■	■	■	■■■
Modul II BESS 500 kWh (TS Litenčice) + repowering FVE					■■■
Realizace „realistického scénáře“ (další 0,22 GWh_FVE)					■■■

* Po 2030 se úkoly zobrazují souhrnně (■■■) – detailní harmonogram bude upřesněn v aktualizaci TSP 2029.

Legenda ■ = příprava / projekt, ■■■ = fyzická realizace / uvedení do provozu, prázdné = provoz & monitoring.

Vysvětlení hlavních návazností

- Projektová dokumentace & SoP (2025 → Q1-2026)** – sjednocená příprava pro V504 – V508 minimalizuje náklady a sladí termíny dotací.
- BESS (41 kWh) a EMS-light** se spouští **před** instalací velkých zdrojů – umožní okamžitě testovat statický klíč a datovou konektivitu.
- BESS 90 kWh + FVE 99 kWp Pačlavice** je první plnohodnotný „pilot flexibility“; na něj navazuje **dynamický klíč** v Q1 / 2027.
- Školní a sokolská FVE se instalují **v prázdninových oknech 2027**, aby neomezily provoz budov.
- BESS 100 kWh G3** se zprovozní souběžně se školními FVE – areál odbourá část letních přetoků a vytvoří výkon pro mFRR.
- KD Pačlavice** dostává FVE + malý BESS až po výměně/diagnostice kabelu NN; modul **BESS 200 kWh BEC** se staví paralelně a slouží jako pufr pro biomasa-ORC projekt.
- Modul II 500 kWh u TS Litenčice** a **repowering FVE 638 kWp** se plánují **po roce 2029**, kdy již poběží hybridní alokační klíč a vyhodnotí se DS-proudové profily.
- „Realistický scénář“ (0,22 GWh nových střech) se rozfází 2030-35 dle výsledků pasportizace a dostupných dotačních výzev.

Tímto harmonogramem je zajištěna **sekvenční modulární výstavba** – v každém kroku dostává ES novou funkci (měření → akumulace → flexibilita) a zároveň se ověřují ekonomické předpoklady, než se přejde k větším investicím.

4.6.6 Technická proveditelnost, limity a rizika

#	Riziková oblast	Konkrétní hrozba (2025 → 2035)	Pravdě-podob-nost*	Dopad*	Klíčové mitigační kroky / odpovědnost
T-1	Statika střech (KD Pačlavice, Sokolovna)	Nedostatečná nosnost pro FV + BESS 30 kWh	M	H	Detailní diagnostika (08 / 2025), případně podkroekvní konzoly nebo exoskelet; odložit montáž, pokud nezíská statik → obce Roštín / Pačlavice
T-2	Export-limit 65 kW (Pačlavice)	Součet FVE + BESS překročí limit → sankce EG.D	M	H	Kombinovaný EMS P-set s EMU-65; kvartální audit 15 min profilů – Energosolaris
T-3	Proudové přetížení kabelu KD Pačlavice – TS	Simultánní export FVE 50 kWp & import DPS Zdounky	L	M	① Režim „0 kW export“, ② modulární BESS 30 kWh u KD, ③ možná náhrada kabelu 4×35 Cu → 4×70 Al v r. 2029
T-4	Rozhraní EDC API	Posun spuštění dynamického klíče (> Q2 / 2027)	M	M	Udržet statický klíč 70 / 25 / 5 + pilotní automatické redispečerské zprávy (CSV fallback)
T-5	Dostupnost bateriových článků LFP	Výpadek dodávek / skokové zdražení > 25 %	L	M	Dvouleté rámcové smlouvy, možnost second-life EV modulů; modulární nákup po ≤ 200 kWh
T-6	Kyber-bezpečnost (NIS2)	Útok na EMS cloud → výpadek řízení	L	H	VPN + MFA; síťová segmentace OT
R-1	Tržní cena PPA	PPA < 1,4 Kč · kWh ⁻¹ (2027–2035)	M	M	Indexace na roč. spot PXE – 5 % & floor 1,3 Kč; diverzifikace odběratelů mimo ES (MAS projekty)
R-2	Rozdělení výnosů z flexibility	2/3 odměny patří vlastníkům FVE/BESS → ES nedosáhne plánovaných 270 tis. Kč · r ⁻¹	M	M	Smlouvy o řízení flexibility (REP-sharing 40 / 60) uzavřít před přihlášením do agregátora; nakonfigurovat EMS pro průkazné měření
R-3	Dotace SFŽP	Nezískání 50 % podpory pro střechy / BESS	M	M	Připravit záložní CAPEX plán (municipální úvěr, NRB OZE), rozfázovat projekty; mít „ready-to-go“ projekty, aby se vešly do výzev
P-1	Zpoždění EPC výběrového řízení	Prodloužení > 6 měsíců, ztráta fixních cen	M	M	Jednotná rámcová soutěž (Zadávací řízení MAS HH) na FVE + BESS + revize; penalizace za nedodržení termínů

#	Riziková oblast	Konkrétní hrozba (2025 → 2035)	Pravdě-podob-nost*	Dopad*	Klíčové mitigační kroky / odpovědnost
P-2	Komunitní angažovanost	Nízký počet nových domácností < 50 do 2028	L	M	Marketing „komunitní kWh“ (2,4 Kč / kWh fix), balíček „chytrý bojler + 3 kWp FVE“ – MAS HH & energetický koordinátor

* Pravděpodobnost (L = ≤ 25 %, M = 26–60 %, H = > 60 %). Dopad (M = projektové
zpoždění / náklad < 15 %, H = > 15 % CAPEX nebo hrozba neplnění cílů).

Celkové hodnocení:

- **Technické limity** (statika střech, export-limity, proudy NN) jsou jasně identifikovány a mají standardní stavebně-technická nebo řídicí řešení.
- **Síťové riziko** je primárně lokální (kabel KD Pačlavičice) a lze je zmírnit provozním řízením či budoucí baterií.
- **Ekonomické nejistoty** (cena PPA, sdílení flexibilitních výnosů) jsou ošetřeny indexovanými smlouvami a před-běžnou dohodou o rozdělení příjmů (ES = 40 %, vlastník FVE / BESS = 60 %).
- **Projektová a regulační rizika** (dotace, EDC API) se řeší fázováním „learn & scale“ – piloty umožní odklad větších výdajů, pokud by se podmínky změnily.
- **Kyber-bezpečnost** je zařazena mezi TOP 3 rizika (NIS2 od 2024) – preventivní opatření jsou rozpočtována v EMS OPEX (≈ 30 tis. Kč · rok⁻¹).

Závěr:

Žádný z uvedených faktorů nepředstavuje „show-stopper“. Kombinace modulárního technického řešení, etapové realizace a smluvně zajištěného sdílení ekonomických výnosů udržuje **zbytkové (residuální) riziko ve středním pásmu**, přijatelné pro obce i podnikatelské členy ES.

4.7 Komplexní shrnutí proveditelnosti OES Hříběcí hory

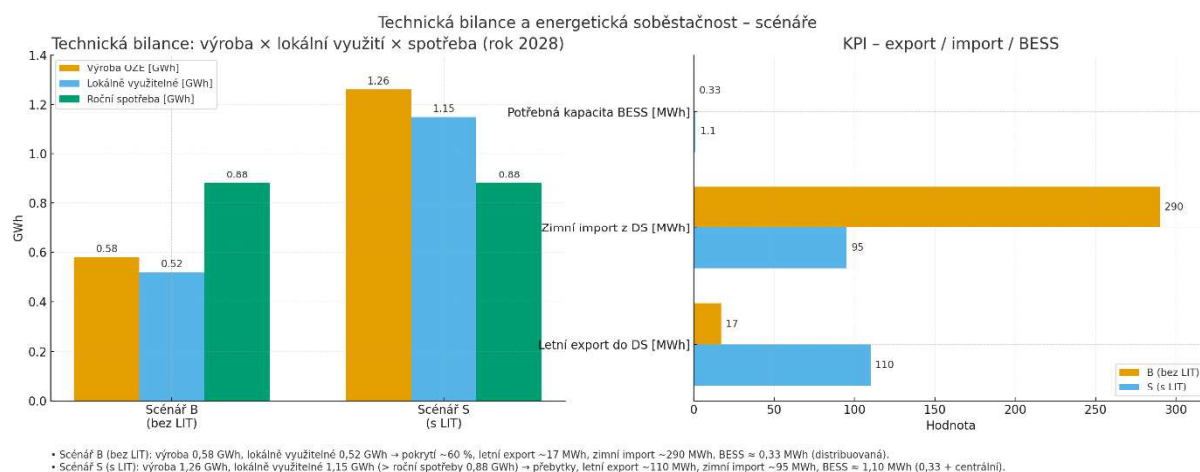
Tato kapitola syntetizuje hlavní technické, provozní a ekonomické závěry TSP a porovnává dvě posuzované varianty:

- **Scénář S** – plné sdílení elektřiny včetně FVE Litenčice (od 2026).
- **Scénář B** – přechodné období 2024 → 2029 **bez** sdílení FVE Litenčice (z důvodu zeleného bonusu), s jejím připojením až od 2030.

4.7.1 Technická bilance a energetická soběstačnost

Ukazatel (referenční rok 2028)	Scénář B (bez LIT)	Scénář S (s LIT)
Instalovaný výkon FVE	≈ 0,49 MWp	≈ 1,13 MWp
Roční výroba OZE (normal.)	≈ 0,58 GWh	≈ 1,26 GWh
Lokálně využitelná energie (po BESS)	≈ 0,52 GWh	≈ 1,15 GWh
Roční spotřeba členů	≈ 0,88 GWh	≈ 0,88 GWh
Pokrytí spotřeby OZE	60 %	> 130 % (přebytkový)
Letní export do DS	≈ 17 MWh	≈ 110 MWh
Zimní import z DS	≈ 290 MWh	≈ 95 MWh
Potřebná BESS kapacita	0,33 MWh (distribuovaná)	1,1 MWh (0,33 + centrální)

Bez FVE Litenčice zůstává ES čistým odběratelem (~40 % spotřeby), i po plném rozvoji střešních FVE. S Litenčicemi se bilance nejen vyrovná, ale letně přechází do přebytku – vyžaduje centrální 1 MWh úložiště a pokročilé řízení exportních limitů.



Popis grafu:

- Panel „Technická bilance“: srovnání **Výroba OZE**, **Lokálně využitelné** a **Roční spotřeba** (GWh) pro oba scénáře + anotace **pokrytí spotřeby**.
- Panel „KPI“: horizontální sloupce pro **letní export do DS (MWh)**, **zimní import z DS (MWh)** a **potřebnou kapacitu BESS (MWh)** – vše přehledně barevně odlišené.
- Dole krátké shrnutí vstupních čísel (rok 2028).

4.7.2 Ekonomické výsledky

Ekonomický ukazatel	2026	2028	2029
Čistý roční přínos (B → S)	1,02 mil. Kč → 1,85 mil.	1,53 mil. Kč → 2,43 mil.	1,63 mil. Kč → 2,51 mil.
Kumulativní přínos 2024–2029	≈ 6,15 mil. Kč	≈ 10,47 mil. Kč	

Ekonomický ukazatel	2026	2028	2029
Prostá doba návratnosti (CAPEX 5,6 mil. Kč)	≈ 3,7 r.	≈ 2,1 r.	—
Rezerva pro reinvestice do 2029	≈ 2,5 mil. Kč	≈ 6,4 mil. Kč	

Scénář B se sice finančně vyplácí, ale generuje přibližně o 1 mil. Kč · rok⁻¹ méně čistých přínosů. Díky nižším příjmům se break-even posouvá až na 2028 a projekt má jen omezenou schopnost samofinancovat další růst.

4.7.3 Akumulační koncepce

Fáze	Kapacita [kWh]	Výkon [kW]	Hlavní funkce
I (2024 → 2028)	331	240	Vyhlazení střešních FVE, pilotní mFRR 150 kW
II (2029 →)	+ 800–1 200	+ 600	Absorpce přebytků LIT + zimní arbitrage; flexibilita 600 kW

Fáze I plně pokrývá potřeby scénáře B; Fáze II je podmíněna integrací FVE Litenčice.

4.7.4 Rizika a mitigační kroky (výběr)

Riziko	Dopad	Mitigace / Milník
Nízká soběstačnost do 2029	Vyšší účty, demotivace členů	Rychle realizovat všech ≈ 0,3 MWp střešních FVE; spustit ORC 50 kWe (2027).
Finanční přetlak CAPEX vs. pomalejší cash-flow	Zpoždění dalšího rozvoje	Přechodný úvěr/dotace MF; konzervativní tarif ES 2026–2028.
Odklad repoweringu / porucha FVE Litenčice	Ohrožení Fáze II	Memorandum s vlastníkem 2025, repowering 2027, techn. audit 2028.
Změna legislativy OZE	Nejistota připojení LIT	Právní monitoring, připravit dvě alternativy export-limit / hybrid-PPA.

4.7.5 Doporučení a důležitá rozhodnutí

- Urychlit všechny střešní FVE (vlna A + rezervy ≤ 115 kWp)** – každých 50 kWp navíc zvyšuje pokrytí o ≈ 5 p.b.
- Rozhodnout o ORC 50 kWe v BEC Roštín** do Q4 2026 – jediný zdroj zimní elektřiny před 2030.
- Dokončit distribuované BESS 331 kWh do 07/2026** a zapojit do mFRR; vyhodnotit jejich výkon v roce 2027.
- Podepsat Memorandum o budoucím připojení FVE Litenčice** (technické, právní i cenové podmínky) nejpozději Q3 2025.
- Fázi II centrálního úložiště** posoudit v Q2 2027 na základě výsledků Fáze I a financovat z kumulovaných přebytků + dotace (OZE AKU 50 %).

6. **Průběžně aktualizovat ekonomickou studii (2025, 2027) a sledovat trh flexibility**
– cenová volatilita může zkrátit či prodloužit PB.

4.7.6 Strategický závěr

OES Hříběcí hory je životaschopné i bez okamžitého zapojení FVE Litenčice, nicméně až integrace tohoto centrálního zdroje přinese komunitě plnou energetickou soběstačnost > 80 % a roční provozní přínos přes 2,5 mil. Kč. Přechodné období 2024–2029 je proto třeba chápat jako **fázi budování kompetencí, infrastruktury a členské základny**, aby byl nástup FVE Litenčice v roce 2030 maximálně rychlý a efektivní. Klíčovým úkolem vedení ES je udržet motivaci členů, financovat menší zdroje a akumulaci a současně technicky i právně připravit půdu pro plynulou integraci největší fotovoltaické elektrárny v regionu.

5. SWOT analýza

5.1 Metodika SWOT

Než vznikly konkrétní položky SWOT, určili jsme si jasný cíl – ověřit, zda se dá komunitní sdílení elektřiny v rozsypaném venkovském území MAS Hříběcí hory dlouhodobě provozovat technicky i ekonomicky. Potom jsme shromáždili tři bloky vstupů:

- Tvrdá data z kapitol 3 a 4 (skutečné průběhy spotřeby 2024, parametry FVE, návrh akumulace a EMS).
- Legislativu – především Lex OZE II/III a aktuální metodické listy EDC.
- Provozní zkušenost obcí a Energosolaris (revizní zprávy FVE Litenčice, výpisy z distribučního portálu).

Z každého zdroje jsme odfiltrovali položky, které mohou reálně ovlivnit provoz nebo finance společenství. Těm jsme přiřadili hrubou váhu: V (vysoká), S (střední) nebo N (nízká). V posledním kroku jsme interní a externí faktory propojili v mřížce TOWS, abychom z pouhého výčtu plusů a mínusů dostali konkrétní směr, co dělat dál. **V rámci SWOT je každá položka hodnocena dvakrát – pro variantu S (sdílení FVE Litenčice od 2026) a pro variantu B (bez Litenčic do 2029).**

5.2 Co analýza ukázala

5.2.1 Silné a slabé stránky (vnitřek společenství) – duální pohled „s Litenčicemi / bez Litenčic“

Metodika (viz 5.1) zůstává beze změny:

- faktory jsme vytáhli z tvrdých dat (kap. 3 a 4), legislativy a provozních zkušeností,
- každému jsme přiřadili hrubou váhu **V** (vysoká), **S** (střední) nebo **N** (nízká). Nově však **hodnotíme každou položku dvakrát – pro variantu S (sdílení FVE Litenčice od 2026) a pro variantu B (bez Litenčic do 2029).**

A. Narativní shrnutí

- **Varianta S** (s FVE Litenčice) má dominantní výhodu v podobě **nadprodukce** (> 220 % roční spotřeby) a rychlé ekonomické návratnosti, ale zároveň trpí **monozávislostí** na jediném VN zdroji a velkými letními přetoky, je-li akumulace nedostatečná.
- **Varianta B** (bez FVE Litenčice) je mnohem odolnější vůči výpadku jednoho zdroje a nezatěžuje distribuční síť exportními špičkami. Slabinou je však **nízká soběstačnost** (< 30 % na startu) a pomalejší cash-flow, které může brzdit další rozvoj.

B. Tabulka silných (S) a slabých (W) stránek – dvojité váhy

S – Strengths	W (S)	W (B)	Poznámka / Důvod odlišné váhy
638 kWp FVE Litenčice – pokryje > 2 × roční spotřebu OM	V	—	Klíčová síla pouze ve variantě S; ve variantě B z pohledu společenství „neexistuje“.
188 kWp střešní FVE (6 instalací 2024) – diverzifikace zdrojů	S	S	Platí v obou variantách.
Politická shoda 4 obcí + MAS; smluvně zapojené MSP (G3, BIOGRUNT)	S	S	Nezávislé na zapojení Litenčic.
EMS light + 8 / 15 OM s průběhovým měřením B – připraveno na EDC	S	S	Výhoda identická v S i B.
Stabilní denní odběr MSP $\approx 400 \text{ MWh} \cdot \text{rok}^{-1}$ (pohlčovač FV špiček)	S	S	U B ještě důležitější (pohlčuje menší přebytky).
Dostupný střešní a brownfield potenciál ($\geq 0,21 \text{ MWp}$)	S	V	Pro B kritická cesta ke zvýšení soběstačnosti, proto váha V.
W – Weaknesses	W (S)	W (B)	Poznámka / Důvod odlišné váhy
Závislost na jediném VN zdroji (Litenčice)	V	—	Riziko blackout / servisního výpadku existuje jen ve variantě S.
Nízká soběstačnost < 20 % bez VN zdroje	—	V	Klíčová slabina varianty B; ve S irelevantní.
Sdílená akumulace zatím jen 131 kWh (07/2025)	V	S	Ve S nutné k omezování > 300 MWh přetoků → V; v B tlak menší → S.
Žádná ostrá zkušenost s dynamickým klíčem	S	S	Stejná slabina obou scénářů.
Exportní stropy 65 kW (SSP) + 32 kW (BEC)	V	N	Ve S kritické (FV Litenčice 638 kWp); v B přetoky < 20 kW → N.
Starý NN kabel KD Pačlavičice (limit 0 kW export)	S	S	Stejný technický problém v obou variantách.

C. Klíčové implikace pro další kroky

1. **Diverzifikace zdrojů je “must-have” pro obě varianty**, ale ve scénáři B jde o existenční nutnost (V), zatímco ve scénáři S o optimalizaci rizika výpadku (S).
2. **Akumulace $\geq 0,33$ MWh** řeší *Vzásadní problém exportních špiček* ve S; v B stačí k 55 % soběstačnosti, proto váha jen S.
3. **Závislost/nezávislost** na jednom VN zdroji diametrálně mění profil rizik. Pokud má komunita jistotu, že Litenčice opravdu *bude* k dispozici v roce 2030, může v přechodné fázi (B) postupovat konzervativněji, zaměřit se na střešní sprint a test EMS.

5.2.2 Příležitosti a hrozby (okolní svět) – duální varianta

„s Litenčicemi / bez Litenčic“

A. Narativní shrnutí

Externí faktory komunitního energetického trhu zůstávají pro obě varianty v mnoha ohledech totožné (dotace, legislativa, trh flexibility). **Intenzita dopadu** se však mění podle toho, zda ES HH pracuje s masivním přebytkovým zdrojem (scénář **S**) nebo vykrývá pouze střešní soláry (scénář **B**):

- Ve variantě **S** se klíčovými příležitostmi stávají **dynamická alokace a export ESG PPA**, protože velký objem přebytků lze obchodně zhodnotit. Největší hrozbou jsou **distribuční exportní stropy** a možná volatilita spotových cen, které mohou přebytkový model ekonomicky podkopat.
- Varianta **B** těží především z **dotací a klesajících cen baterií**, je-li chce během 2024--2029 navýšit vlastní výrobu a akumulaci. Největším externím rizikem je **další růst silové elektřiny**, protože při nízké soběstačnosti zůstává společenství částečně cenově zranitelné.

B. Tabulka – příležitosti (O) a hrozby (T) s dvojitou váhou (V = vysoká, S = střední, N = nízká dopadová váha pro danou variantu)

O – Opportunities	O (S)	O (B)	Poznámka / Důvod odlišné váhy
O1 Dotace SFŽP : 50 % CAPEX FVE / BESS	V	V	Kritické pro oba scénáře; v B vyrovnává pomalejší cash-flow, v S zlevňuje velké BESS.
O2 Lex OZE III – dynamický alokační klíč & PPA bez licencí	V	S	Velký význam při přetocích FVE Litenčice (S); v B menší export, ale stále benefit.
O3 Otevření trhu mFRR/FCR D pro < 1 MW agregace	S	S	Obě varianty splní hranici (150 kW v B, 600 kW v S), dopad podobný.
O4 Rostoucí poptávka po ESG PPA (MSP, obce)	V	S	S prodá velké přebytky; B má přebytků málo → jen střední.

O – Opportunities	O (S)	O (B)	Poznámka / Důvod odlišné váhy
O5 Pokles cen LFP/Na-ion baterií < 8 500 Kč·kWh ⁻¹	V	S	S potřebuje 1 MWh centrální BESS, úspora vysoká; B má BESS již instalované.
O6 Možné urychlení dotačních titulů na zimní zdroje (ORC, bioplyn)	S	V	V B řeší zimní deficit, váha V; v S doplněk.
T – Threats	T (S)	T (B)	Poznámka / Důvod odlišné váhy
T1 Distribuční exportní stropy EG.D 65 / 32 kW zůstanou fixní	V	N	Kritické při výkonu FVE Litenčice; v B exporty < 20 kW.
T2 Zpoždění EDC API nebo změna DS tarifů (omezení dynamiky)	S	S	Obě varianty závisí na dynamice, dopad srovnatelný.
T3 NIS2 – vyšší kyber-bezpečnostní náklady EMS/BESS	S	S	Povinnost identická pro oba scénáře.
T4 Volatilita silové elektřiny & PPA cen po 2030	V	S	S bude prodávat přebytky; variabilita cen ohrožuje příjmy víc než B.
T5 Inflace stavebních prací, delší dodávky FVE/BESS	S	S	Zpoždění instalací dopadá na obě varianty.
T6 Růst koncové ceny elektřiny > 20 % (importní závislost)	S	V	V B nízká soběstačnost → V; v S menší riziko, přebytkový.

C. Impulzy pro TOWS

Kategorie	Prioritní strategie podle váhy
SO strategie (využití síly + příležitost)	S → SO-1 „PPA Premium“ (prodávat přebytky LIT za ESG cenu). B → SO-2 „Dotace-driven roof-race“ (maximalizovat 50 % dotaci na střechy).
ST strategie (párování silných stránek s obrannými kroky)	S → ST-1 „BESS Volt-Var štít“ (řeší exportní strop 65 kW). B → ST-2 „Fix-price hedging“ (zamknout nákupní cenu proti růstu T6).
WO strategie (přetavit slabiny přes příležitosti)	S → WO-1 „Central BESS grant“ (dotace 50 % na 1 MWh akumulaci). B → WO-2 „Zimní ORC push“ (využít MF RES+ na zdroj mimo léto).
WT strategie (minimalizovat rizika i slabiny)	S → WT-1 „Dvojitá VN přípojka“ (redundance LIT). B → WT-2 „Spot-cap cash-reserve“ (rezerva na cenové šoky).

5.2.3 Co z toho plyne – mřížka TOWS - varianta pro dvě paralelní verze projektu

V souladu s metodikou (5.1) propojujeme nejdůležitější **vnitřní faktory** (S/W) s **vnějšími** (O/T) a formulujeme konkrétní strategické tahy.

Protože nyní pracujeme se dvěma dynamicky odlišnými variantami – **S = Sdílení FVE Litenčice od 2026** a **B = Bez Litenčic do 2029** – vyhodnocujeme **TOWS dvakrát**. Společné položky (např. legislativa, kyber-bezpečnost) se objevují v obou tabulkách; odlišná je jejich váha i navazující krok.

5.2.3-S TOWS matice pro variantu S (FVE Litenčice součástí sdílení od 2026)

	O – Opportunities	T – Threats
S – Strengths	SO-S strategie – OFENZIVNÍ SO-S-1 „PPA Premium“ Využijte přebytek $> 400 \text{ MWh} \cdot \text{rok}^{-1}$ z FVE Litenčice (S1) a poptávku po ESG energiích (O4) k uzavření 10letých zelených PPA s MSP/obcemi v regionu; garantovaný příjem $\geq 1,2 \text{ mil. Kč} \cdot \text{rok}^{-1}$ stabilizuje cash-flow. SO-S-2 „Dotace BESS + volt-var“ Kombinujte 50 % dotaci SFŽP (O1) se stávajícím EMS light (S3) a vybudujte centrální 1 MWh BESS Litenčice – otáčí 380 kW špičky a uvolní distribuci pro export ESG PPA.	ST-S strategie – OCHRANNÁ ST-S-1 „Volt-Var Shield“ Nasazením volt-var & peak-shaving (S3 + SO-S-2) prokažte EG.D, že exportní strop 65 kW (T1) bude v reálu $\leq 60 \text{ kW}$; získáte souhlas DS k plnému výkonu. ST-S-2 „Redundance VN“ Diverzifikujte zdroje $\geq 0,21 \text{ MWp}$ střech (S5) a druhou VN přípojku (Pačlavice) → výpadek LIT neznamená ztrátu $> 80 \%$ soběstačnosti.
W – Weaknesses	WO-S strategie – ZLEPŠOVACÍ WO-S-1 „BESS 3x“ Využijte pokles ceny LFP (O5) a dotace 50 % (O1) ke trojnásobnému navýšení BESS z $0,33 \rightarrow 1,1 \text{ MWh}$ (2026-2029); odstraníte slabinu W2 (malá akumulace) a minimalizujete levné přetoky.	WT-S strategie – DEFENZIVNÍ WT-S-1 „OPEX Reserve“ Z přebytečného PPA cash-flow vytvořte roční OPEX fond 400 tis. Kč pro kyber-bezpečnost (T3) a případný růst service cost LIT.WT-S-2 „Inflation-Lock CAPEX“ Uzavřete rámcové kontrakty na FVE/BESS před inflací prací (T5).

5.2.3-B TOWS matice pro variantu B (bez FVE Litenčice do 2029)

	O – Opportunities	T – Threats
S – Strengths	SO-B strategie – OFENZIVNÍ SO-B-1 „Střešní sprint 50 %“ Maximalizujte dotaci (O1) a instalujte všech 0,21 MWp střech do 06/2027 → soběstačnost + 25 p.b.; využijte střešní potenciál (S5). SO-B-2 „Winter ORC push“ Získejte MF RES+ (O6) na ORC 50 kW _e v BEC; sníží zimní deficit o $\approx 0,35 \text{ GWh}$ (S4 dává odbyt).	ST-B strategie – OCHRANNÁ ST-B-1 „Fix-Price Hedge“ Na základě stabilní MSP spotřeby (S4) sjednejte 2leté forward kontrakty na $\frac{1}{2}$ importu; zmírníte cenový šok T6.ST-B-2 „Demand-Response Flex“ Využijte EMS (S3) k tarifnímu posunu veřejných budov do poledne; import v TS vyšších cen klesne $\geq 10 \%$.
W – Weaknesses	WO-B strategie – ZLEPŠOVACÍ WO-B-1 „Grant-BESS Plus“ Dotace O1 + levnější LFP O5 → rozšířit BESS z $0,33 \rightarrow 0,6 \text{ MWh}$ (2027) a učinit posun 60 MWh FV do večera (řeší W2). WO-B-2 „Micro-PPA Pool“ Lex OZE III (O2) umožní sdružovat $> 200 \text{ kWp}$ střešní FVE do interního PPA poolu; monetize mini-přetoky a zvýšíte příjem o 150 tis. Kč $\cdot \text{r}^{-1}$.	WT-B strategie – DEFENZIVNÍ WT-B-1 „Cash Reserve & Credit line“ Z omezených přebytků vytvořte rezervní fond 1 mil. Kč (2026-2029) + připravte úvěrový rámec 2 mil. Kč k překlenutí cenových šoků T6. WT-B-2 „Phased CAPEX“ Pomalá inflace staveb (T5) → fázujte instalace (FVE → BESS → ORC) a uvolňujte CAPEX jen při dosažení milníků soběstačnosti (40 %, 55 %).

Priority napříč oběma variantami

#	Společný krok	Proč je zásadní?	Termín
1	Rozběh dynamického sdílení (EDC)	Podmiňuje monetizaci úspor (O2) a agregaci flexibility (O3).	Go-Live 07/2026
2	Škálovat distributed BESS $\geq 0,33 \rightarrow 0,6$ MWh	Snižuje exportní stropy (T1) a zvyšuje vlastní spotřebu v obou scénářích.	2025-2027
3	Aktualizace podnikatelského plánu 2027	Ověřit cash-flow; zvolit Fázi II BESS (1 MWh) a repowering LIT podle reality.	Q3 2027
4	Kyber-bezpečnostní compliance NIS2	Povinné (T3); neplnění = pokuty + riziko odstávky EMS.	Audit 2026, re-audit 2028

Jak číst mřížky TOWS

- **SO** = *Expanduj na základě svých silných stránek a vnějších příležitostí.*
- **WO** = *Oprav slabiny s pomocí vnějších příležitostí.*
- **ST** = *Použij sílu k ochraně před hrozbou.*
- **WT** = *Minimalizuj riziko kombinace slabiny a hrozby.*

5.3 Závěr SWOT analýzy

Komplexní srovnání **dvou paralelních variant** – (S) se zapojením FVE Litenčice od roku 2026 a (B) s odloženou integrací do roku 2030 – ukazuje, že **Občanské energetické společenství Hřiběcí hory (OES HH) stojí v obou scénářích na pevných technických i organizačních základech**, avšak cesta k cílové soběstačnosti a ekonomické návratnosti vypadá v každé variantě jinak.

Silné stránky a jejich využití

Variant S disponuje okamžitě $> 0,8$ MWp instalovaného výkonu a přetokem, který **vytváří značný finanční potenciál** (zelené PPA, flexibilita). To je luxus, jaký venkovská komunita obvykle nemá – pod podmínkou, že společenství zvládne **technicky zkrotit exportní špičky** a obchodně zabezpečit dlouhodobé odběratele.

Variant B má sice solární výkon omezený jen na střešní instalace, ale touto „štíhlejší“ konfigurací **minimalizuje síťová rizika** a dává komunitě čas pilovat měření, dynamický klíč a kyberbezpečnost. Rozhodující, zda se *B* udrží na trajektorii, však bude **rychlost střešního sprintu** ($\geq 0,21$ MWp nových FVE do 2027) a schopnost přitáhnout zimní zdroj (ORC v BEC Roštín).

Klíčové slabiny a jejich ošetření

Největší interní slabinou *S* je **monozávislost na jediném VN zdroji** – odstávka FVE Litenčice během minuty srazí soběstačnost pod 20 %. Prevencí je **diverzifikace**

(střechy, případný repowering) a **redundance VN přípojky v Pačlavicích**. U *B* je slabinou opačný extrém: **nízká počáteční soběstačnost a pomalejší cash-flow**, což může brzdit reinvestice. Řešením je agresivně využít dotace 50 % a levnější LFP/Na-ion baterie k rozšíření FVE i BESS, aby soběstačnost šla každoročně o ≥ 10 p.b. nahoru.

Příležitosti v legislativě a trhu

Lex OZE III, Modernizační fond a nová pravidla flexibility jsou **game-changer** pro obě varianty – umožňují legálně sdílet přetoky, spojovat baterie do agregovaných balíků a monetizovat je na trhu mFRR. V *S* tyto nástroje zhodnotí přebytek; v *B* urychlí návratnost menších instalací. Venkovské ES se zároveň dostává do proudu **rostoucí poptávky po ESG elektřině**: předběžné zájemce o lokální PPA už OES eviduje.

Vnější hrozby a obranné kroky

Nejvyšší hrozbou *S* zůstává **pevný exportní strop 65 kW** u distributora EG.D. Bez centrálního 1 MWh BESS a volt-var regulace by velká FVE místo přínosu generovala neprodejný přetok. *B* hrozí spíše **cenové šoky na silové elektřině** – při nízké soběstačnosti může skokový růst cen smazat úspory. Doporučená obrana: **forwardové zajištění části importu** a rezervní fond min. 1 mil. Kč. Pro obě varianty platí povinnost splnit **požadavky NIS2**; outsourcing kyber-bezpečnosti a vyčleněný OPEX fond jsou nejefektivnější řešení.

Strategická mapa 2024 → 2030

1. **2024–2025** – dokončit průběhové měření, spustit EMS light, smluvně ošetřit dlouhodobé PPA.
2. **2026** – přechod na dynamickou alokaci, uvedení distribuovaných BESS $\geq 0,33$ MWh, první mFRR pilot.
3. **2027** – přezkum cash-flow, rozhodnutí o centrální 1 MWh BESS (jen pokud se potvrzuje integrace Litenčic).
4. **2028** – dojetí střešního sprintu, případné spuštění ORC 50 kWe, soběstačnost $B \geq 60\%$ / *S* přebytková.
5. **2029–2030** – formální vstup FVE Litenčice do sdílení, ostré řízení exportních limitů, projekt přechází do stavu **trvale přebytkového cash-flow** $> 2,5$ mil. Kč · rok⁻¹.

Profesionální závěr

OES Hříběcí hory má reálně dvě cesty k cíli – rychlou a kapitálově náročnou (*S*) nebo pozvolnou a bezpečnější (*B*). V obou případech platí, že:

- **Diverzifikace zdrojů a škálovatelná akumulace** nejsou volitelný luxus, nýbrž podmínka technické stability a sociální přijatelnosti.
- **Dynamické sdílení, PPA a flexibilita** jsou jedinou cestou, jak přetavit kilowatthodiny na peněžní tok, který projekt užíví.

- **Kyber-bezpečnost a regulační compliance** musí být zakotveny v rozpočtu stejně pevně jako FV panely a baterie.

Pokud komunita zvládne tempo investic a dodrží sekvenční milníky, stane se Hříběcí hory v horizontu pěti let **referenčním příkladem, že i rozptýlené venkovské obce mohou fungovat jako energeticky soběstačná, moderně řízená „mikro-utility“.**