

Občanské
energetické
společenství

HŘÍBĚCÍ HORY

**Ekonomická 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	[REDAKCE]
Mobil	[REDAKCE]
E-mail	[REDAKCE]

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	[REDAKCE]
Mobil	[REDAKCE]
E-mail	[REDAKCE]

IDENTIFIKACE PŘEDMĚTU	
Předmět studie	Cílem ekonomické studie proveditelnosti je provést analýzu stávajícího stavu a navrhnout parametry vzniku ES z tohoto stavu, přednést analytickou predikci dalšího rozvoje ES, provést analýzu nákladů a přínosů ES, formulovat model nakládání se ziskem ES a celkově zhodnotit potenciál fungování a rozvoje ES.
Registrační číslo projektu	5230700060
Spisová značka	SZ SFZP 044285/2024

Obsah

1. Úvod	5
2. Analytická část výchozího stavu	6
2.1 Metodika a zdrojové podklady	6
2.2 Administrativní a právní rámec	7
2.3 Přehled zapojených subjektů a jejich energetický profil	9
2.4 Spotřeba elektřiny – detailní balance	12
2.5 Stávající lokální výroba a akumulace	15
2.6 Ekonomika současného nákupu energie	18
2.7 Shrnutí výchozí balance a klíčových závěrů	21
3. Návrhová část – vznik ES při stávajícím stavu	23
3.1 Dopady cen energií na hospodaření členů	23
3.2 První investiční fáze	24
3.3 Ekonomický model sdílení (statická alokace 2025–27)	28
3.4 Optimalizace energetické balance a tarifů	31
3.5 Finanční přínosy a cash-flow 2025–2029	34
4. Návrhová část – další rozvoj ES Hřiběcí hory	37
4.1 Strategické cíle rozvoje do roku 2035	37
4.2 První fáze rozvoje (2025–2028): nové výroby a akumulace	39
4.3 Výhled dalšího rozvoje (2028–2035): rozšíření zdrojů a členské základny	42
4.4 Systém měření, řízení a dynamické sdílení energie	44
4.5 Úprava ekonomického modelu a cenotvorby po roce 2026	48
4.6 Alternativní scénář a řízení rizik (varianta bez FVE Litenčice)	50
4.7 Doporučení a závěr k návrhové části	52
5. Analýza nákladů a přínosů po dobu životnosti investic	54
5.1 Definice variant projektu (nulová varianta vs. investiční varianta)	54
5.2 Investiční náklady (CAPEX) a financování projektu	55
5.3 Provozní náklady (OPEX) a provozní přínosy projektu	58
5.4 Výpočet ekonomických ukazatelů (diskont, NPV, IRR, doba návratnosti)	60
5.5 Analýza citlivosti	62
5.6 Hodnocení varianty bez FVE Litenčice a srovnání s hlavní variantou	65
5.7 Celkové zhodnocení ekonomické proveditelnosti a doporučení	67
6. Model nakládání se ziskem ES	68
6.1 Projekce hospodářských výsledků ES 2029–2041	69
6.2 Reinvestice, rezervy, podpora členů a komunitní fond	71
7. Vyhodnocení ekonomického potenciálu ES Hřiběcí hory	75

7.1 Zhodnocení výsledků předchozích částí studie (souhrn klíčových zjištění)	75
7.2 Výběr optimální varianty vzniku a rozvoje ES	78
7.3 Závěrečné stanovisko k ekonomickému potenciálu ES Hříběcí hory.....	79
7.4 SWOT analýza Energetického společenství Hříběcí hory.....	81
7.5 Analýza rizik a návrh mitigace.....	88
7.6 Harmonogram realizace a milníky projektu	89

1. Úvod

Energetické společenství Hříběcí hory (ES HH) je projekt komunitní energetiky sdružující několik obcí v Místní akční skupině (MAS) Hříběcí hory, místní organizace a podniky za účelem společného hospodaření s energií. Záměrem projektu ES HH je efektivněji využívat lokální zdroje, snižovat provozní náklady na energie pro zapojené členy a zvýšit podíl obnovitelných zdrojů v místní spotřebě. ES HH bude fungovat jako moderní komunita pro sdílení elektřiny v rámci stávající distribuční sítě – členové budou moci vzájemně sdílet vyrobenou elektřinu z OZE a optimalizovat svoji spotřebu. Projekt navazuje na evropský trend podpory komunitní energetiky a reaguje na rostoucí ceny energií, přičemž chce zároveň přispět ke splnění klimatických závazků regionu. MAS Hříběcí hory se tímto hlásí k energetické transformaci směrem k udržitelnosti a chce být příkladem pro další obce a mikroregiony v ČR.

Tato Ekonomická studie proveditelnosti (ESP) posuzuje potenciál a návratnost zřízení ES Hříběcí hory. Studie vznikla v rámci projektu „Založení energetického společenství Hříběcí hory“ financovaného z veřejných zdrojů (výzva SFŽP č. 7/2023 pro komunitní energetiku). ESP byla zpracována v souladu s požadavky této dotační výzvy – navazuje na Technickou studii proveditelnosti (TSP) a dodržuje závaznou osnovu ekonomického posouzení.

Hlavním cílem studie je:

- Provést analýzu stávajícího stavu a navrhnout parametry vzniku ES z tohoto stavu
- Přednést analytickou predikci dalšího rozvoje ES
- Provést analýzu nákladů a přínosů ES, formulovat model nakládání se ziskem ES a celkově zhodnotit potenciál fungování a rozvoje ES

Výstupy studie poslouží vedení obcí i všem stávajícím i budoucím členům ES HH jako podklad pro rozhodování o zapojení do společenství a jeho strategii rozvoje.

Zpracování ESP již plně zohledňuje aktuální legislativní změny v energetice. Novela energetického zákona „Lex OZE II“ platná od 1. 1. 2024 a účinná od 1. 7. 2024 legalizuje sdílení elektřiny v distribuční síti a zakládá Energetické datové centrum (EDC) pro vnitřní zúčtování komunitní energie. Dále od 1. 1. 2025 vstoupila v platnost novela „Lex OZE III“, která rozšiřuje možnosti agregace flexibility a zapojení samostatných bateriových systémů. Studie navazuje na skutečnost, že ES HH již bylo založeno, získalo příslušnou registraci u Energetického regulačního úřadu pro provoz energetického společenství, nicméně až v návaznosti na tento projekt je postupně uváděno do provozu. V přechodném období od r. 2025 bude sdílení realizováno přes statický alokační klíč (dohodnuté podíly na výrobě), po plném zprovoznění systému EDC pak přejde ES na dynamičtější real-time model sdílení dle aktuální výroby a spotřeby členů.

Struktura ESP HH je koncipována tak, aby logicky a plně navazovala na TSP i závaznou osnovu dotační výzvy: Kap. 1. Úvod vymezuje účel a rozsah studie, popisuje členy ES HH, metodiku, zdrojové podklady a právní rámec sdílení (včetně vazby na TSP a terminologie); kap. 2. **Analytická část výchozího stavu** podává ucelenou inventuru odběrů a výrob (profil zatížení po 15 min, roční spotřeby a špičky, stávající FVE a případná

akumulace), hodnotí tarifní nastavení a rezervované příkony, technická omezení DS, baseline nákladů členů a identifikuje možnosti elementárních opatření rozvoje ES a rizika jako východisko návrhu; kap. **3. Návrhová část – vznik ES při stávajícím stavu** stanovuje cílovou architekturu měření a řízení, popisuje organizační a smluvní zajištění, model **statického** sdílení, portfolio investic, alokační klíč, harmonogram a provozní model; kap. **4. Návrhová část – další rozvoj ES** rozpracovává scénáře rozšíření zdrojů a akumulace, přechod na dynamickou alokaci přes EDC, začlenění FVE Litenčice (fáze II), opatření flexibility a síťové limity; kap. **5. Analýza nákladů a přínosů** shrnuje metodiku CBA (diskont, horizont, cenová základna), roční cash-flow a ukazatele NPV/IRR/návratnost, varianty s/bez Litenčic a citlivosti; kap. **6. Model nakládání se ziskem ES** definuje fondy (investiční, rezervní, provozní, komunitní), pravidla reinvestic a podpory členů v souladu se stanovami a KPI pro vyhodnocování; kap. **7. Vyhodnocení ekonomického potenciálu** integruje technické i finanční výsledky do jednoznačného doporučení, uvádí klíčové milníky a řízení rizik; přílohy obsahují přehledy dat a výpočtů, mapu OM, vzorové smluvní a metodické listy; takto vystavěná struktura zajišťuje, že analytické poznatky kap. 2 přímo podkládají návrhové kroky, kap. 3–4, ty jsou kvantifikovány v kap. 5, governance a finanční udržitelnost je popsána v kap. 6 a celkové doporučení je precizováno v kap. 7.

2. Analytická část výchozího stavu

2.1 Metodika a zdrojové podklady

Analýza vychází z podrobných dat o spotřebách a energetickém hospodaření zapojených členů ES Hříběcí hory za poslední dostupné období. Byly využity následující hlavní **zdrojové podklady**:

- **Data od členů ES:** Každý zapojený subjekt poskytl údaje o své spotřebě elektřiny (případně také plynu a tepla) a nákladech na energii. K dispozici byly roční odběry za rok 2024 pro všechna odběrná místa (dle faktur nebo měření) a dílčí provozní informace (např. rezervovaná kapacita, typ tarifu, instalované technologie). U nově přistoupivších členů (kteří do ES vstoupili až v roce 2025) byla jejich spotřeba za rok 2024 dopočtena a odhadnuta na základě dostupných dílčích dat a profilů – to umožnilo zahrnout je do analýzy, aby **profil ES odrážel již rozšířené portfolio** členů. V praxi tedy byla data za rok 2024 doplněna o **modelové hodnoty** u nových členů: využity byly technické podklady (např. projektovaná spotřeba, instalovaný příkon) a klimatická data pro odhad výroby FVE (PVGIS) v případě chybějících měření. Toto sjednocení dat na kalendářní rok 2024 zajišťuje vzájemnou srovnatelnost a komplexní pohled na **výchozí stav ES jako celku**.
- **Další podklady od ES:** Energetické společenství Hříběcí hory dále zajistilo informace o připojení jednotlivých odběrných míst – zejména **velikosti hlavních jističů, distribuční sazby, typ měření** a rezervovaný příkon. Tyto údaje byly využity k analýze fixních plateb za distribuční služby a posouzení, zda jsou jističe přiměřené skutečné spotřebě. Ukázalo se například, že některé objekty mají **předdimenzované jističe**, což zvyšuje náklady (viz dále). Dále je zásadní fakt, že **všechna odběrná místa leží na jedné větvi distribuční sítě** (na úrovni VN

22 kV/NN 0,4 kV). Tato geografická a síťová kompaktnost je výhodou – umožňuje lokální sdílení energie v rámci dané větve a zjednodušuje technické řízení ES. V podkladech bylo také doloženo, že většina sítí NN v oblasti je nedávno rekonstruována a má kapacitní rezervy (silové vedení bylo modernizováno 2017–2022, trafostanice jsou ve vyhovujícím stavu).

- **Veřejné zdroje a strategické dokumenty:** Při zpracování byly zohledněny širší koncepční materiály regionu. MAS Hříběcí hory, pro programové období zpracovává Strategii komunitně vedeného místního rozvoje, kde je mimo jiné oblasti zmíněna také oblast energetiky. Celkový ráz studie reflektuje koncepční strategické dokumenty pro oblast energetiky jak v ČR tak v regionu. Projekt ES HH také reaguje na dotační příležitosti – zejména programy Modernizační fond (RES+) a připravovaný program KOMUNERG, které mohou podpořit plánované investice (např. instalace FVE a baterií v obcích).
- **Technická studie proveditelnosti (TSP):** Analytická část vychází z výsledků *Technické studie proveditelnosti*, která pro ES HH hodnotila technické limity a potenciál – zejména možnosti instalace nových FVE, dimenzování bateriových úložišť a celkovou integraci zdrojů a spotřeb v distribuční síti. TSP navrhla optimální mix opatření a poskytla detailní datový základ (např. profile spotřeby a výroby) pro tuto ekonomickou analýzu. Veškeré klíčové předpoklady (cenové scénáře, výkonové parametry, harmonogram zavádění ES) jsou v souladu s TSP, aby byly oba dokumenty konzistentní. Ekonomická studie se zaměřuje na vyčíslení nákladů a přínosů navržených opatření, modeluje finanční toky a citlivost na rizika – navazuje tak na technické řešení z TSP doplněním o finanční pohled. Obě studie jsou přitom zpracovány v návaznosti na osnovu předloženou ze strany SFŽP v rámci výzvy č. 7.

Metodika analýzy se zakládá na vazbě na formulované závěry technické studie proveditelnosti, spočívá v porovnání stávajících energetických bilancí členů ES (současná spotřeba a dostupná výroba elektřiny) a identifikaci úsporných opatření či investic, které mohou tuto bilanci zlepšit. Data byla ověřována křížově (faktury vs. měření) a v případech neúplných údajů byly doplněny kvalifikované odhady. Dále byly posouzeny časové průběhy spotřeby (denní diagramy, podíl vysokého a nízkého tarifu) a využití vlastních zdrojů. Veškeré závěry z analytické části pak slouží jako podklad pro návrhovou část.

2.2 Administrativní a právní rámec

Legislativní a administrativní podmínky vzniku ES HH jsou dány nedávnými změnami v české i evropské legislativě v oblasti energetiky. Koncept občanského energetického společenství (OES) vychází z evropských směrnic o vnitřním trhu s elektřinou a obnovitelné energii, které ČR implementovala novelami energetického zákona známými jako *Lex OZE II* a *Lex OZE III*. *Lex OZE II* (zákon č. 19/2023 Sb.) platný od 1. 1. 2024 zavedl do českého práva pojem komunitní energetiky a umožnil legální sdílení elektřiny napříč distribuční sítí. Zároveň vzniká platforma *Energetické datové centrum (EDC)*, která zajišťuje zpracování naměřených dat a vypořádání sdílení v rámci ES. Pro ES HH to znamená, že od svého založení mohou členové sdílet vyrobenou elektřinu (např. přebytky

z FVE) virtuálně přes distribuční síť – každé odběrné místo však musí mít průběhové měření s dálkovým odečtem, aby EDC mohlo alokovat elektřinu mezi členy v poměru daném pravidly ES. V ES HH je již nyní 8 z 15 míst osazeno průběhovými měřeními typu B; zbývající menší odběry (menší obecní objekty, Sokolovna, Biogrunt) přejdou na měření typu B do 1. Q 2026 tak, aby splnily požadavky EDC.

Lex OZE III (účinný od 1. 1. 2025) dále rozšiřuje rámec komunitní energetiky – umožňuje například agregaci flexibility (sdružené řízení spotřeby a výroby) a provoz samostatných bateriových systémů pro poskytování energetických služeb. ES HH proto ve svých návrzích počítá i s nasazením bateriových úložišť a chytrého řízení, které může v budoucnu nabídnout služby výkonové rovnováhy (např. využití baterií pro služby aFRR a mFRR) na trhu provozovatele přenosové soustavy.

Z formálního hlediska se předpokládá, že ES HH bylo založeno jako právnická osoba typu zapsaný spolek. Spolek nese odpovědnost za organizaci sdílení a správu společných zařízení. Existující Spolek ES HH, byl využit taktéž pro účely podání žádosti o dotaci a který se stane jádrem budoucí organizační struktury. Model ES nepočítá s plnou dodávkou elektřiny koncovým členům, ale s virtuálním sdílením vyrobených kWh v rámci jedné distribuční soustavy. Každý člen tak nadále zůstává zákazníkem svého dodavatele elektřiny, avšak díky ES obdrží podíl levnější *komunitní elektřiny* (z místních zdrojů) a o to méně nakoupí od dodavatele. Vnitřní zúčtování těchto přesunů elektřiny zajišťuje EDC automaticky na základě naměřených dat – ES HH proto nemusí mít licenci obchodníka pro základní fungování. Přesto může být pro hladký provoz výhodné strategické partnerství s některým dodavatelem, který by byl schopen nabídnout členům ES HH speciální obchodní tarif, který by zohledňoval větší předvídatelnost a plánovanou spotřebu členů ES HH a umožnil nabídnout jim výhodnější obchodní podmínky.

Administrativně je nutné registrovat ES HH v systému EDC. Tyto kroky zahrnují úhradu drobných poplatků (např. paušální poplatek za účet EDC a za každé virtualizované OM) – pro 15 OM byly vyčísleny cca 1–2 tis. Kč ročně, což je zanedbatelná částka v poměru k objemu sdílené energie. Klíčové je také znění smlouvy o sdílení dle vyhlášky ERÚ, která stanoví jejich práva a povinnosti v ES a nastaví alokační klíč (do zavedení dynamického). Důležité je, že všichni stávající i budoucí členové budou součástí spolku ES, musí pak administrativně zanést všechna svá odběrná místa do systému – tyto úkony již probíhají (všichni noví členové budou evidováni v EDC nejpozději do zahájení sdílení v 1. Q 2026). Technicky je třeba zajistit pro všechny členy ES připojení tzv. chytrého měření, které bude v souladu se zákonem zajišťovat provozovatel DS.

Z hlediska veřejné správy je projekt ES HH v souladu se strategickými dokumenty: např. rozvoj komunitní energetiky je zmíněn v krajské energetické koncepci a Akčním plánu pro klima. Obce zapojené v ES tímto naplňují své cíle snižování emisí CO₂ a nákladů na energii. Díky dotaci SFŽP na zpracování studie a plánovanému využití investičních dotačních titulů (Modernizační fond, NZÚ aj.) je rovněž zajištěno, že ES bude rozvíjeno za podpory státu. Po organizační stránce bude ES HH podléhat standardnímu provoznímu režimu – počítá se s ustanovením řídicího výboru ES (zástupci hlavních členů) a operátora

ES, který bude dohlížet na technické řízení sdílení a komunikaci s distributorem (dle TSP má tuto roli převzít MAS Hříběcí hory jako koordinátor projektu).

2.3 Přehled zapojených subjektů a jejich energetický profil

Do ES Hříběcí hory je v současnosti zapojeno celkem **11 členů s 15 odběrnými místy (OM)**, které reprezentují široké spektrum typů objektů – od veřejných budov přes firemní areály až po domácnosti. Původní jádro ES tvořilo 11 OM, zejména obecní objekty, jedno větší technologické zařízení a dva pilotní rodinné domy. V roce 2025 do společenství nově přistoupily další 4 OM, čímž se portfolio rozšířilo i o podnikatelské subjekty a další obec (Zdounky). **Složení členů ES HH** lze rozdělit do několika kategorií:

- **Veřejný sektor (obecní budovy):** Zahrnuje obecní úřady, školy a kulturní domy ve dvou obcích. Konkrétně jde o **Obec Roštín** (Obecní úřad Roštín, ZŠ Roštín, MŠ Roštín, Sokolovna – kulturní a sportovní sál) a **Obec Pačlavice** (Kulturní dům Pačlavice, sloužící i jako OÚ). V roce 2025 se přidala **Obec Zdounky** se dvěma objekty: Kulturní dům Zdounky a Dům s pečovatelskou službou (DPS) Zdounky. Tyto veřejné budovy mají převážně denní pracovní provoz (úřady, školy po–pá od rána do odpoledne; kulturní domy dle akcí, často večer či víkendy). Jejich spotřeba elektřiny je střední až nižší – pohybuje se od jednotek MWh (malá škola 3 MWh/rok) po desítky MWh (větší kulturní domy ~33 MWh/rok). Souhrnná spotřeba všech těchto menších veřejných objektů činí zhruba 119 MWh ročně, což představuje ~14 % celkové spotřeby ES. Jejich zatížení je poměrně stabilní během dne (úřední hodiny, školní vyučování) a nízké v noci a o víkendech – tvoří tak základní denní odběr, dobře sladěný s výrobou solární energie během slunečných hodin. Do budoucna nabízejí tyto objekty také potenciál pro instalaci FVE na střeších (podle TSP odhadem až ~115 kWp nové kapacity). Modernizace těchto budov (zateplení, LED osvětlení) v posledních letech vedla k mírnému poklesu spotřeby (~–5 % mezi 2021–2024 u původních členů), nicméně jejich zatěžovací profil zůstává relativně pevný a předvídatelný – tyto objekty tak mohou v ES využívat statický klíč sdílení a menší baterie k další optimalizaci.
- **Sociální a zdravotní služby:** V této kategorii vyniká **Domov sociálních služeb Pačlavice** – zařízení pro seniory s celoročním provozem (24/7). Jde o největší samostatný obecní odběr v ES s roční spotřebou cca 161 MWh. Provoz zahrnuje kuchyni, prádelnu, vytápění a chlazení (klimatizace) a je prakticky nepřetržitý. Nově přidáný **DPS Zdounky** (domov s pečovatelskou službou, 24 MWh/rok) patří svým charakterem také do této skupiny. Tyto sociální služby mají stabilní odběr ve dne i v noci – noční základna je výrazně vyšší než u jiných objektů (svícení, celodenní péče apod.). Meziročně mírně rostou (+3 % ročně, vliv větší obsazenosti a změn po covidu). Z pohledu ES jde o ideální cílové odběratele pro sdílenou energii – kontinuální spotřeba v nočních hodinách pomůže využít energii uloženou v bateriích z přebytků FVE. Např. Domov v Pačlavicích se plánuje vybavit vlastní fotovoltaikou ~99 kWp a baterií ~90 kWh (příprava projektu), což z něj učiní také významný lokální zdroj. Díky velikosti (3×250 A jistič) má Pačlavický domov i vysoké

fixní náklady za rezervovaný příkon, proto je pro něj ES přínosné i z hlediska optimalizace tarifů a jističů.

- **Podniky a technologické areály:** Patří sem **Bioenergetické centrum Roštín (BEC Roštín)** – obecní výtopna, kde se nachází kotel na biomasu a veškerá technologie pro centrální zásobování teplem. (spotřeba ~134 MWh/rok), dále **G3 s.r.o. Těšánky** – výrobní a skladový areál firmy G3 (300 MWh/rok), a **BIOGRUNT s.r.o. Lebedov** – zemědělský/biofarma provoz (100 MWh/rok). Tyto tři subjekty dohromady odebírají ~534 MWh ročně, tedy asi 64 % veškeré spotřeby ES. Jejich provozy běží z velké části v pracovní době (cca 8–17 h), případně u BEC i nepřetržitě během topné sezóny (provoz kotle a sušárny říjen–duben). Vstup podniků G3 a BIOGRUNT v roce 2025 skokově navýšil průmyslovou spotřebu – podíl průmyslu vzrostl z ~35 % na ~52 % všech kWh v ES. Největším jednotlivým odběratelem je nyní G3 s.r.o. (36 % spotřeby), který svou velikostí předstihl původně dominantní objekty v obcích. Denní zatížení těchto podniků pomáhá ES – špička odběru ES se posunula více do denních hodin, což je příznivé pro využití fotovoltaických přebytků v létě. Například areál G3 má provoz od rána do odpoledne po celý týden, a tak může přímo spotřebovat velkou část vyrobené solární elektřiny (redukuje se přetoky do sítě). Tyto podniky provozují energeticky náročné technologie: v BEC jsou to sušicí linky na biomasu, velké kompresory a čerpadla, v G3 a Biogruntu zase výrobní stroje, chladicí zařízení či zemědělské technologie. Historicky BEC mírně navyšoval spotřebu (~+2 % ročně díky novým linkám), G3 přidal jednorázově 300 MWh vstupem do ES (nový odběr od 2023), Biogrunť zůstává kolem 100 MWh. Tyto tři areály mají také nejvyšší odběrové špičky v síti (během pracovního dne kolem poledne) a stanou se proto hlavním cílem pro instalaci bateriové akumulace – baterie u trafostanice Těšánky/BEC mohou pomoci vyhladit jejich špičky a akumulovat přebytky z FVE.
- **Rezidenční prosumeři (domácnosti):** Od počátku jsou v ES zapojeny 2 pilotní rodinné domy – **RD Nová Dědina** a **RD Věžky** – oba s vlastní solární elektrárnou a domácími bateriemi (Nová Dědina 9 kWp + 10,6 kWh; Věžky 6,4 kWp + 9,6 kWh). Jejich roční spotřeba ze sítě byla před instalací FVE okolo 4–6 MWh, po zprovoznění fotovoltaiky klesla zhruba o 60 % díky vlastní výrobě. V roce 2024 oba domy dohromady odebraly jen ~2,2 MWh ze sítě, ale vyrobily ~8 MWh elektřiny, z níž většinu dodaly do sítě (po pokrytí vlastní spotřeby). Tyto domácnosti mají vysoký potenciál jako pilotní flexibilní jednotky – otestovat různé typy chytrého řízení (dynamické řízení spotřeby podle výroby, ohřev vody v bojleru v době přebytků, řízení dobíjení z wallboxu pro elektromobily apod.). Zkušenosti z nich budou využity pro zapojení většího počtu domácností v budoucnu (cílem ES je přizvat >80 domů do roku 2028). Podíl domácností na celkové spotřebě ES je zatím marginální (~0,3 %), ale jejich význam tkví v demonstračním efektu a možnosti agregovat flexibilitu (spínat spotřebu dle potřeby sítě). Obě domácnosti využívají zvýhodněný distribuční tarif D57d (pro kombinaci tepelného čerpadla a FVE).

Níže uvedená tabulka shrnuje současné rozložení spotřeby elektřiny mezi hlavní členy ES HH (stav 2024) a ilustruje diverzitu portfolia:

Člen / skupina	Roční spotřeba 2024	Podíl na spotřebě ES	Poznámka k charakteru odběru
G3 s.r.o. (Těšanky)	300 MWh	36 %	Výrobní areál, denní provoz, instalována FVE 59 kWp (2023)
Domov sociálních služeb Pačlavice	161 MWh	19 %	Celoroční provoz 24/7, stabilní odběr, plánována FVE 99 kWp + BESS
BEC Roštín (bioenergetické centrum)	134 MWh	16 %	Kotelna a sušárna biomasy, sezónní 24/7 provoz (podzim-jaro), FVE 99,6 kWp (2024)
BIOGRUNT s.r.o. (Lebedov)	100 MWh	12 %	Zemědělský areál, denní provoz, FVE 59 kWp (2023) na střeše areálu
Ostatní veřejné budovy (obecní úřady, školy, kulturní domy, sportovní objekty aj.)	~119 MWh	~14 %	Veřejný sektor – stabilní denní odběr po–pá, nízká noc a víkendy; dobré pro základ sdílení
Zdounky – KD + DPS (2 nové objekty, veřejné)	57 MWh	7 %	Nově přistoupivší obecní objekty (od 2025); profil podobný ostatním veřejným budovám
Domácnosti (2× RD prosumeři)	2,2 MWh	0,3 %	Pilotní prosumeři – většinu spotřeby kryjí vlastní FVE (8 MWh výroba), noční odběr minimální
Celkem ES HH (15 OM)	835 MWh	100 %	Diversifikovaný profil; denní špička posunuta do 8–17 h, noční základna ~ nízká

Pozn.: Kategorie „Ostatní veřejné budovy“ zahrnuje zejména OU Roštín, ZŠ a MŠ Roštín, KD/OU Pačlavice a Sokolovnu Roštín; součástí je také technologické OM FVE Litenčice (spotřeba areálu FVE). Hodnota 57 MWh pro KD + DPS Zdounky je již zahrnuta v údajích pro veřejné budovy 119 MWh výše – v tabulce je vyčleněna samostatně jen pro ilustraci příspěvku nových členů. Tři největší odběratelé (G3, Pačlavice, BEC) nyní tvoří ~71 % spotřeby, zatímco zbytek (12 menších odběrů) jen 29 %. Ve srovnání s původní skupinou je tedy spotřeba rozloženější – dříve dvě největší lokality pokrývaly téměř 80 % spotřeby, nyní tři největší dávají 71 %. Zbývající menší odběry zahrnující veřejný sektor a domácnosti mají doplňkový charakter, ale jsou důležité pro stabilitu profilu (základní denní odběr veřejných budov) i pro inovace (pilotní domácí baterie a flexibilita).

Celkově se dá říci, že energetický profil členů ES HH je poměrně diverzifikovaný a stabilní, což je pro komunitní energetiku příznivé. Najdeme zde jak nepřetržité odběry (sociální služby, průmysl BEC), tak denní odběry (úřady, školy, firmy) i menší flexibilní spotřebitele (domácnosti). Tato různorodost umožňuje, aby si členové vzájemně vypomáhali v rámci sdílení – např. dopolední přebytky solární výroby u veřejných budov o víkendu mohou využít běžící technologie v BEC, noční přebytečná kapacita baterií se zase může vybit do domovů seniorů atd. Všechny OM se nacházejí v okruhu několika málo obcí, připojených

do jediné distribuční větve (viz výše), takže elektrická energie reálně proudí krátkými vzdálenostmi mezi členy. To snižuje ztráty a také technická rizika – napětí v síti je v území stabilní díky nedávné rekonstrukci a největší výzvou tak bude spíše řízení exportů z FVE a optimální alokace energie mezi členy.

2.4 Spotřeba elektřiny – detailní bilance

Roční spotřeba elektřiny všech členů ES HH (15 OM) činí v souhrnu přibližně 835 MWh (stav roku 2024). Proti původní skupině jedenácti členů (cca 377 MWh) jde o více než dvojnásobek – navýšení o ~458 MWh způsobil zejména vstup firmy G3 s.r.o. a dalších subjektů v roce 2025. Denní zatížení ES se po tomto rozšíření změnilo: výrazně přibýlo odběru ve všední dny během pracovní doby (8–17 h), zatímco noční a víkendové zatížení zůstalo relativně nízké. Ranní souběh kolem 7–8 h (kdy najíždějí technologie firem a zároveň začíná provoz úřadů a škol) zvyšuje krátkodobě celkový odběr, ale hlavní špička se nyní typicky posouvá do poledních a odpoledních hodin. To je pro ES výhodné, neboť časově se lépe kryje výroba z FVE se spotřebou – letní výrobní přebytky půjde z větší části využít přímo v průběhu dne. Večer po 18. hodině odběr komunity výrazně klesá a noční minimum je velmi nízké (většina domácností i veřejných budov má v noci minimální spotřebu, běží jen osvětlení a základní technologie). Nejnižší zatížení bývá kolem 3. hodiny ránní. O víkendech se profil liší: školy a úřady jsou zavřené, takže víkendová spotřeba dosahuje jen asi 50 % všedního dne a špička nastává kolem poledne. Tento víkendový propad zatížení v kombinaci s možnou vysokou výrobou FVE může vést k riziku přetoků solární elektřiny do sítě; bude jej nutné řešit akumulací nebo zvýšením odběru (např. ohřevem vody v některých objektech) – detailně je to rozebráno v návrhové části (kap. 4).

Z hlediska trendů spotřeby lze očekávat, že po zmíněném skokovém růstu (rok 2024 vs 2023) se další nárůst ustálí na mírné trajektorii cca +1,5 % ročně. Veřejný sektor díky úsporám a modernizaci spíše stagnuje či mírně klesá v odběru (běžná meziroční úspora do –5 %), zatímco podniky mohou s rozšiřováním výroby mírně růst. Celkově se tedy do budoucna čeká pozvolný růst spotřeby, který ale nebude dramatický. Díky diverzifikaci členů a dosavadním úsporám je profil ES už nyní méně citlivý na sezónnost – v létě sice klesá odběr škol, ale roste spotřeba ve firmách (např. chlazení v G3), v zimě naopak klesá výroba FVE, ale není zde extrémní nárůst el. spotřeby (většina budov netopí elektřinou). Současný profil je tak méně sezónně kolísavý a lépe sladěný s výrobou fotovoltaik, což zvyšuje proveditelnost plánovaných investic.

Detailní bilance spotřeby a výroby bude rozvedena v kap. 2.5 (výroba) a 2.7 (shrnující bilance). Zde ještě zmíníme některé konkrétní charakteristiky odběru u významných členů ES:

- G3 s.r.o.: Odběr ~300 MWh/rok, převážně ve všední dny 6–18 h, s tím že výroba firmy často vrcholí dopoledne. Denní profil má jednu špičku během dopoledne (výroba) a druhou menší odpoledne (chlazení skladů). Téměř žádná spotřeba v noci ani o víkendech. Tento profil skvěle koresponduje s FVE – stávající střešní elektrárna 59 kWp pokryje část denní spotřeby (vyrobí ~31 MWh/rok), další

plánovaná FVE 59 kWp (2025) pokrytí zvýší. G3 má tedy potenciál využít >85 % vyrobené solární energie přímo, bez větších ztrát do sítě.

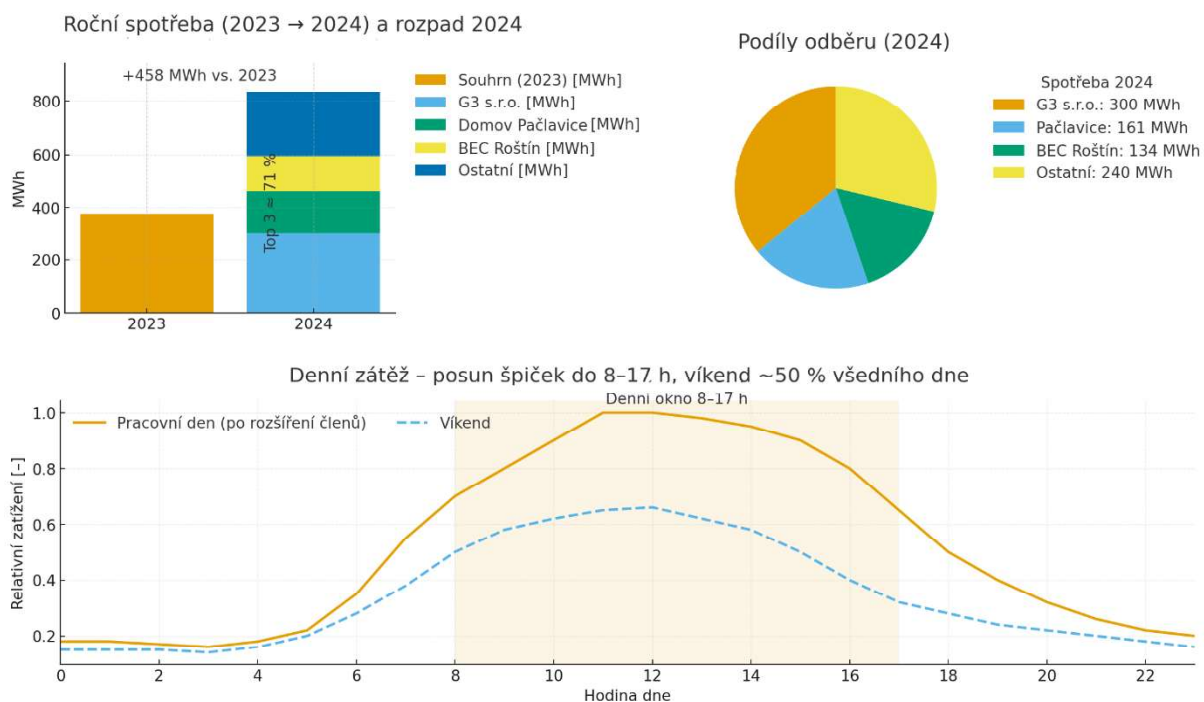
- *Domov Pačlavice*: Odběr ~161 MWh rovnoměrně rozprostřený do celého dne i noci (noční minimum stále okolo 10 kW). Významné denní zatížení tvoří kuchyň (obědy), prádelna a administrativní část (den). V létě mírně roste odběr kvůli chlazení (klimatizace), v zimě kvůli topným tělesům. Celkově však stále odebírá i v noci, což pomůže využít energii uloženou v bateriích (plánovaná baterie 90 kWh by pokryla několik hodin nočního odběru). Domov bude díky FVE 99 kWp soběstačný ve špičkách letních dnů, ale v zimě zůstane velkým odběratelem z DS. Je považován za hlavní stabilizační odběr ES – poskytuje stálou poptávku pro využití přebytků a vyrovnavání sítě.
- *BEC Roštín*: Odběr ~134 MWh, avšak značně koncentrovaný do topné sezóny (říjen–duben). V tomto období jede technologie 24/7 –. V létě je BEC v režimu údržby, spotřebovává minimum (jen čerpadla, ventilace). Elektrický příkon BEC je značný (jistě 3×250 A) pro zajištění chodu silných strojů. V září 2024 byla na střeše BEC instalována FVE 99,6 kWp, která vyrobí ~28 MWh ročně – díky nastavenému 0 kW exportu zpočátku všechnu tuto elektřinu BEC sám spotřeboval. Nyní jsou již povoleny řízené přetoky, takže v létě, kdy BEC spotřeba klesá, může přebytková výroba též proudit k ostatním členům ES. BEC je spolu s G3 kandidátem na velkou baterii (~100–250 kWh) v budoucnu, aby mohl vykrývat své špičky i nabídnout flexibilitu (např. regulovat odběr při mFRR).
- *BIOGRUNT s.r.o.*: Odběr ~100 MWh, profil podobný menšímu průmyslu – ve dne běží zemědělské technologie (mlýny, chlazení potravin apod.), v noci téměř nula. Firma zatím (2024) neměla vlastní výrobu, ale ve skutečnosti v jejím areálu Lebedov už od 2023 stojí FVE 59 kWp instalovaná partnerem (G3) – ta vyrobí ~31 MWh/rok a z větší části pokryje vnitřní spotřebu areálu. Do statistik je BIOGRUNT zatím veden „bez FVE“ (plánovaná 59 kWp 2025), ale reálně výrobu má. Spotřeba Biogruntu je celkem stabilní přes rok, spíše roste v letní sezóně (sklizeň, zpracování produktů).
- *Veřejné budovy (souhrn)*: Jak naznačeno, obecní úřady, školy, kulturní domy atd. mají *relativně stálou a menší spotřebu*. Pro ilustraci: OU Roštín ~6 MWh, ZŠ 3,3 MWh, MŠ 10 MWh, Sokolovna 36 MWh. U většiny z nich byl zaveden dvoutarif (např. C25d), ale podíl NT (nízký tarif) je velmi malý (<10 %), protože hlavní odběr je přes den. Sokolovna Roštín je výjimkou – má mimo vytápění z BEC Roštín také elektrické přímotopné vytápění, využívá tarif C45d (vysoký podíl NT), ale do budoucna se plánuje optimalizace na levnější sazbu po integraci do ES. Celkový trend veřejných budov byl lehce klesající díky úsporám (zateplení, LED), což kompenzuje připojení nových objektů Zdounky (+57 MWh) – čistý efekt je diverzifikace bez velké změny celku.
- *Domácnosti*: Dva domy s FVE již byly popsány – jejich odběr z DS (~1–2 MWh/rok každý) je posunut do večerních hodin (vaření, večerní spotřeba) a ráno. Přes den

se často pokryjí z vlastního soláru, a ještě posílají přetoky do sítě. Noční spotřebu (např. nabití baterie, ohřev vody) zčásti řeší levným NT tarifem. Tyto domy snížily nákup elektřiny o ~60 % po instalaci FVE. Do budoucna se počítá s dalším zapojováním domácností, zejména rodinných domů s fotovoltaikou – ES HH pro ně plánuje motivační program (např. dotace na “chytrý bojler + FVE 3 kWp” z NZÚ Light). Agregace mnoha malých prosumerů by mohla významně zvýšit lokální výrobu i spotřebu, ovšem v této studii se s nimi zatím uvažuje až po roce 2026.

Z pohledu **balance elektřiny 2024** platí, že **celková roční spotřeba ~835 MWh** výrazně převyšuje množství přímo využitě lokální výroby (protože sdílení zatím nefungovalo) – to bude rozebráno v další části. **Tři největší spotřebitelé (G3, Pačlavice, BEC) tvoří 71 %** odběru a logicky i obdobný podíl nákladů. Tato koncentrace nákladů do velkých odběrů zdůrazňuje ekonomickou logiku prioritně zaměřit nové FVE a akumulaci právě na tato místa – zde budou úspory nejvýraznější. Zároveň platí, že vstupem G3 a Biogruntu se denní špička posunula více do 8–17 h, což již bylo zmíněno jako příznivé pro využití FVE. Noční odběr zajišťují hlavně domovy seniorů – díky nim není křivka zatížení nikdy nulová, i v noci je jistá spotřeba, která se dá krýt z baterií.

Grafické doplnění výše popsaných skutečností

Spotřeba elektřiny – detailní balance (ES HH)



Pozn.: 2024 celkem ≈ 835 MWh (G3 300, Pačlavice 161, BEC Roštín 134, ostatní 240). Růst vs. 2023 ≈ +458 MWh.

Víkend – vyšší riziko poledních přetoků při vysoké výrobě FVE; řešit akumulací / posunem odběru. Profily jsou ilustrativní.

Za zmínku stojí ještě veřejné osvětlení (VO) v obcích MAS HH. . Ačkoli zatím není součástí ES (žádná obec nepřihlásila VO jako odběrný bod do společenství), v území 33 obcí MAS Hříběcí hory je cca 3 500 LED svítidel veřejného osvětlení. Celková spotřeba VO se odhaduje okolo 15 MWh ročně (tj. v průměru ~0,45 MWh na obec). Jde o malý, ale trvale noční odběr, který by teoreticky mohl sloužit k absorpci uložené energie z FVE v baterii.

Například přebytky solární elektřiny uložené ve velkokapacitní baterii by se daly v noci využít k napájení VO, čímž by obec snížila nákup dražší noční elektřiny ze sítě. MAS Hřibčec hory proto do budoucna uvažuje o integraci VO do ES a připravuje pasportizaci VO (do 3/2026), aby vyčíslila tento potenciál. Pro účely aktuální analýzy však VO neuvažujeme jako součást bilance ES (případné zapojení VO by mírně zvýšilo noční základnu odběru o ~2 % a pomohlo využití baterií).

2.5 Stávající lokální výroba a akumulace

V roce 2024 disponovalo území ES Hřibčec hory několika lokálními zdroji elektřiny z obnovitelných zdrojů – převážně fotovoltaickými elektrárnami (FVE). **Výchozí portfolio** zahrnovalo ke konci roku 2024 celkem cca **0,77 MWp instalovaného výkonu FVE**, a to ve formě jedné větší pozemní elektrárny a několika střešních mikrozdrojů. Po přistoupení nových členů (Lebedov, Zdounky) se portfolio dále rozrostlo zhruba na **0,83 MWp** instalací. Tyto zdroje (za klimaticky průměrného roku) vyrobí přibližně **0,78 GWh elektřiny ročně**, což odpovídá ~93 % roční spotřeby všech současných členů ES (0,835 GWh). Jinými slovy, teoreticky by místní OZE mohly téměř pokrýt potřebu komunity. Ve skutečnosti však – bez možnosti sdílení – byla v roce 2024 využita jen malá část této výroby přímo v místě (formou *samospotřeby*); většina byla dodána do distribuční sítě jako přetok.

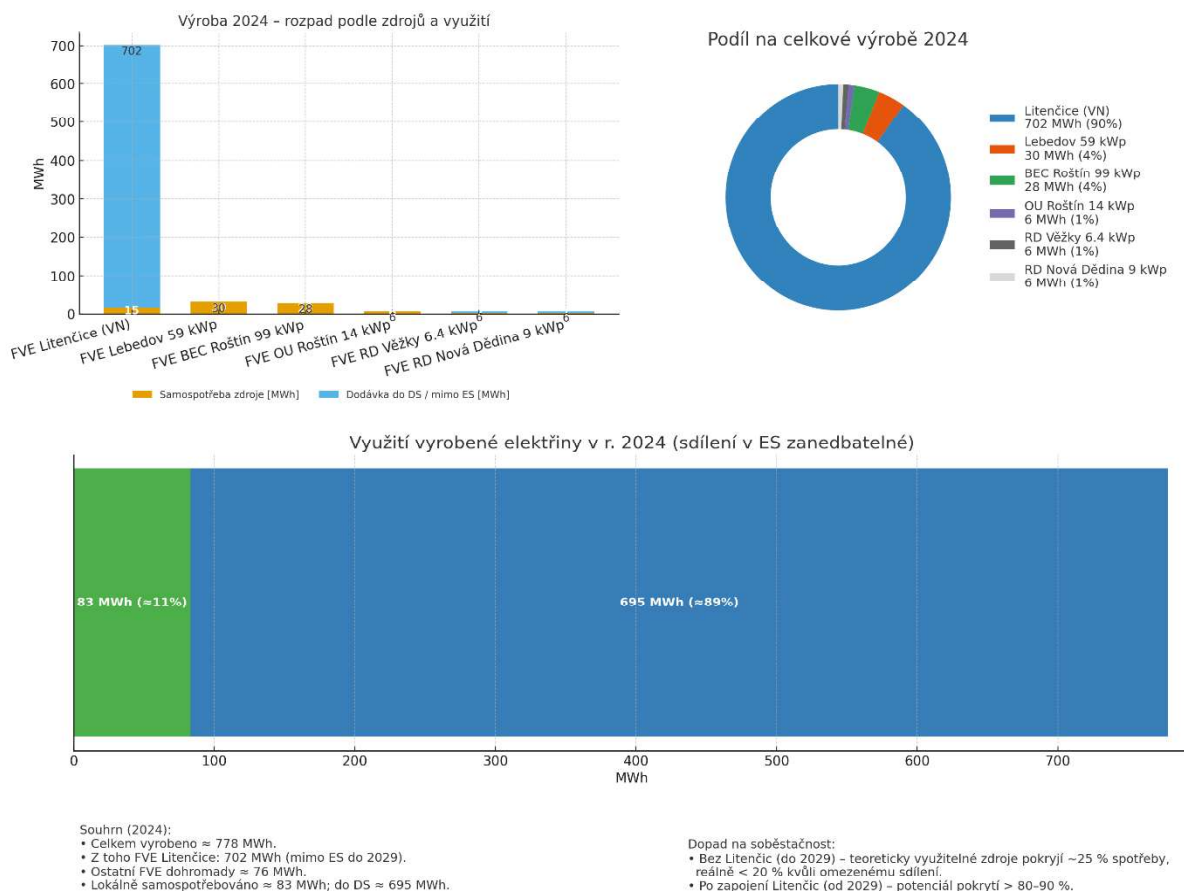
Přehled stávajících výroben:

- **FVE Litenčice** – Pozemní fotovoltaická elektrárna o výkonu **638,4 kWp** připojená na 22 kV (samostatná trafostanice 22/0,8 kV, rezervovaný výkon 550 kW). Jedná se o největší zdroj v území, v provozu již od roku 2009. Její roční výroba činí **~702 MWh** v průměrném roce. FVE Litenčice je aktuálně provozována s podporou (*zelený bonus*) a z tohoto důvodu **nebude do roku 2029 zapojena do režimu sdílení** – nemůže dodávat elektřinu členům ES, dokud dobíhá období státní podpory výroby. Toto je zásadní omezení výchozího stavu: ačkoli FVE Litenčice představuje *hlavní strategický zdroj* pro budoucnost ES a je deklarována jako zakládající výrobní společenství (uvedena v dotační žádosti SFŽP), do roku 2029 zůstává mimo interní sdílení. V roce 2024 pokrývala malou část vlastní spotřeby svého areálu (~15 MWh, napájení střídačů, osvětlení), zbytek ~687 MWh dodala do sítě. *Pro účely analýzy výchozího stavu tedy počítáme variantu „bez Litenčic“* – tj. sdílenou výrobu tvoří jen ostatní menší FVE. Kap. 3.2.6 TSP podrobně vyhodnocuje variantu rozvoje do 2029 bez zapojení FVE Litenčice; z této analýzy uvádíme některé závěry dále.
- **FVE BEC Roštín** – Střešní fotovoltaika o výkonu **99,6 kWp** na hale BEC (instalována 09/2024). V prvních měsících provozu byl měnič nastaven na **0 kW přetok** – veškerá výroba (~28 MWh za zbytek 2024) šla do vlastní spotřeby BEC. Nyní (2025) už jsou povoleny řízené přetoky do DS, takže přebytečná energie může být sdílena. FVE je připojena na NN (jistič 3×250 A, sazba C03d). Do budoucna se uvažuje o navýšení exportního limitu na 32 kW, aby mohla dodávat komunitě více energie (již bylo realizováno povolení přetoku ČEZ-D od 02/2025). FVE BEC je důležitá v “bez-

Litenčic” období – je to po Litenčicích druhý největší zdroj v ES a spolu s FVE Lebedov tvoří 84 % výkonu všech zdrojů varianty B (bez Litenčic).

- **FVE OU Roštín** – Střešní fotovoltaika na budově obecního úřadu Roštín, výkon **14,4 kWp**, s akumulátorem LiFePO₄ **17,4 kWh** (hybridní systém). V provozu od 07/2024. V roce 2024 vyrobila ~6,4 MWh, z čehož ~6,1 MWh přímo využil OU a jen 0,3 MWh přetékalo do sítě (v roce 2024 byly přetoky zakázány, od 2/2025 povoleny distributorem). Tato FVE tak významně snížila odběr elektřiny OÚ Roštín z ~6 MWh na ~0 (zbytková spotřeba 1,2 MWh šla z baterie a NT). Jde o příklad, že i malá FVE může pokrýt většinu potřeby menšího objektu. Do ES přispěje spíše okrajově (přebytky ~0,3 MWh ročně), ale existence baterie z ní činí první „mikroúložiště“ v systému.
- **FVE RD Nová Dědina** – Střešní FVE na rodinném domě, výkon **9,0 kWp**, s bateriovým úložištěm 10,6 kWh. V provozu od 2023. Roční výroba ~5,5 MWh, z toho jen ~1,23 MWh spotřebováno přímo v domě a 4,28 MWh dodáno do sítě (díky malému celoročnímu odběru domu ~4,5 MWh). Dům plně využívá **tarif D57d** a chytré řízení – přetoky se snaží částečně zužitkovat např. ohřevem vody v bojleru, zbytek prodává dodavateli.
- **FVE RD Věžky** – Střešní FVE, výkon **6,4 kWp**, baterie 9,6 kWh, v provozu od 2021. Roční výroba ~6,07 MWh, samospotřeba ~2,19 MWh, přetoky ~3,88 MWh. Také využívá tarif D57d a má obdobný profil jako RD Nová Dědina – přes léto většinu dne dům běží na vlastní elektřinu, v zimě bere z DS.
- **FVE Lebedov (areál G3/Biogrunt)** – Střešní fotovoltaika na hale v areálu Lebedov 108 (kde sídlí Biogrunt), výkon **59,0 kWp**, uvedena do provozu v 2023. Nemá baterii. Je připojena na NN (jistič 3×100 A). Roční výroba ~31 MWh, která byla **celá spotřebována** v objektu (měnič nastaven tak, aby nedocházelo k přetokům do sítě). Tato instalace (vybavená střídači Victron) pokrývá část spotřeby Biogruntu, zejména v létě během dne. V TSP je uváděna jako součást portfolia ES (označení V511) a po zapojení Biogruntu do sdílení bude moci případné přebytky nabídnout komunitě.

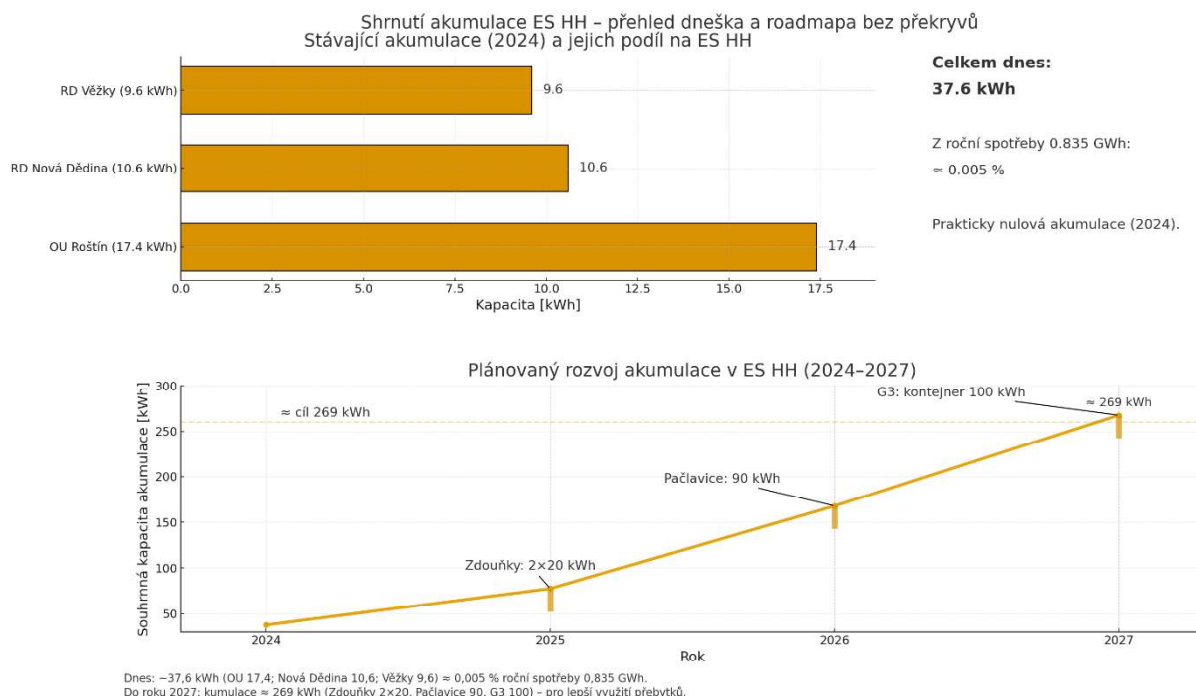
Přehled stávajících výroben (2024) – výkon a využití v ES



Pozn.: Litenčice jsou do r. 2029 mimo režim sdílení (zelený bonus). Čísla podle poskytnutých dat; hodnoty jsou zaokrouhlené. Sdílení v ES v r. 2024 proběhlo jen okrajově (jednotky MWh).

Souhrnně tedy v roce 2024 vygenerovaly lokální FVE asi **0,78 GWh elektřiny**. Z toho ovšem plných ~0,69 GWh připadá na FVE Litenčice, která do ES (prozatím) nepřispívá. Ostatní menší FVE dohromady vyprodukovaly okolo 0,09 GWh, což je kapka v moři spotřeby (~11 % z 835 MWh). Navíc reálně z této „bez-Litenčic“ výroby se v rámci komunity využilo jen minimum – většina posloužila samospotřebě vlastních objektů (BEC 28 MWh ve svém areálu; OU Roštín 6 MWh; RD 3,4 MWh; Lebedov 31 MWh) a jen nepatrné množství šlo do sdílené sítě (řádově jednotky MWh z domů). **Reálně tedy lokální zdroje v roce 2024 pokryly jen asi 10–15 % spotřeby** členů ES. Teoretická roční soběstačnost bez Litenčic činí cca 25 % (pokud by se veškerá malovýroba optimálně využila), zatímco s Litenčicemi by přesahovala 90 %. Toto obrovské zvýšení potenciálního pokrytí (z ~10 % využitelných nyní na >90 % po 2029) ukazuje, jak klíčové je zapojení FVE Litenčice pro dlouhodobou soběstačnost ES. V přechodném období do roku 2029 však ES musí fungovat s relativně omezeným lokálním zdrojovým portfoliem – zbylá výroba (bez Litenčic) pokryje maximálně ~25 % spotřeby a komunitní soběstačnost tak zůstane <20 %. Cílem proto bude postupně kompenzovat absenci Litenčic instalací menších FVE a účinným sdílením. Podle plánu by do konce roku 2028 měla lokální pokrytí vzrůst na ≥ 40 % (díky novým obecním FVE, bateriím a zapojení dalších členů). Po roce 2029, s plnou integrací Litenčic, by pak ES HH mohla docílit >80 % soběstačnosti trvale.

Stávající akumulace (bateriové systémy) v ES HH je prozatím velmi malá. Ke konci roku 2024 činila celková kapacita instalovaných baterií u členů jen ~37,6 kWh, což je zhruba 0,01 % roční spotřeby komunity – zanedbatelná hodnota. Konkrétně se jedná o 3 systémy: baterie 17,4 kWh u OU Roštín (LiFePo k FVE 14 kWp), domácí baterie 10,6 kWh (Nová Dědina) a 9,6 kWh (Věžky). Tyto malé akumulátory slouží primárně k vylepšení samospotřeby daných míst – pokrytí části večerní spotřeby domů, vyrovnávání mikrovýkyvů u obecního úřadu apod. Jejich přínos v rámci celé komunity je zatím nulový; první skutečně sdílená baterie (komunitní akumulátor) vstoupí do provozu až v roce 2026, kdy se plánuje instalace 90 kWh baterie v Pačlavicích (a menších jednotek 2×20 kWh v Zdouňkách již 2025). Podle harmonogramu má ES HH během let 2025–2027 implementovat akumulaci o celkové kapacitě ~269 kWh (včetně jednoho firemního kontejneru 100 kWh G3 v 2027), což zásadně zlepší schopnost využít přebytky. Ale v počátečním stavu (2024) je nutné vycházet z toho, že akumulace je prakticky nulová a veškeré nespotřebované přebytky z FVE odtékají do sítě.



Shrme-li: současné lokální zdroje (FVE) mají sice velký instalovaný výkon (0,83 MWp), avšak hlavní zdroj 638 kWp nelze dočasně využít pro komunitu. Zbýlých ~0,19 MWp instalací a pár malých baterií pokrývá jen zlomek spotřeby a slouží převážně ke snížení nákupů u jednotlivých členů. V kap. 2.7 níže vyčíslíme bilanci výroby vs. spotřeby detailně a uvedeme klíčové závěry pro návrhovou část.

2.6 Ekonomika současného nákupu energie

V této části hodnotíme náklady na energie u členů ES HH v současném stavu (před zahájením sdílení). Zaměříme se zejména na elektřinu, která je primárním médiem společenství. Celkové roční náklady na elektřinu se skládají z platby za silovou elektřinu (komoditu) a z regulovaných plateb distribuci (stálý plat za OM, plat za příkon, tarifní platby za dopravu elektřiny, systémové služby, OZE). V roce 2024 platili členové ES v průměru **2,80 Kč/kWh** (bez DPH) za silovou elektřinu. Při celkové spotřebě ~835 MWh

to odpovídá výdajům cca **2,34 mil. Kč/rok** (bez DPH) za silovou elektřinu pro všechny členy dohromady. Distribuční poplatky tvoří přibližně dalších ~1,36 mil. Kč/rok, takže dohromady se **fakturované náklady za elektřinu** pohybovaly kolem **3,7 mil. Kč/rok** (bez DPH). Průměrná koncová cena tak vychází ~4,4 Kč/kWh (2,8 silová + 1,6 distribuce). Samozřejmě v praxi měli různí členové různé ceny – někdo fixoval kontrakt dříve za méně, jiný platil v roce 2023/24 spotové vysoké ceny. Pro účely studie je ale sjednocení na 2,8 Kč/kWh přijato jako rozumný průměr, který umožňuje modelovat jednotně přínosy sdílení. *Pozn.:* V kalkulacích jsou všechny částky uváděny bez DPH a poměřují se náklady na elektřinu, nikoli na plyn či teplo, pokud není uvedeno jinak.

Z pohledu jednotlivých členů se náklady liší podle spotřeby. Nejvíce za elektřinu platí G3 s.r.o. – odhadem ~0,84 mil. Kč/rok (36 % celkových nákladů členů). Druhým a třetím největším plátcem jsou Domov Pačlavice (~0,45 mil. Kč) a BEC Roštín (~0,375 mil. Kč). Tyto tři subjekty dohromady tvoří ~71 % všech výdajů za silovou elektřinu. To odpovídá i jejich podílu na spotřebě, jak bylo zmíněno. Je tedy logické, že úsporná opatření ES se soustředí primárně na tyto velké hráče – i malá procentuální úspora u nich znamená statisíce Kč absolutně. Naproti tomu menší obce a domácnosti mají roční účty v desítkách tisíc Kč a přínos pro ně bude spočívat spíše v *procentuálním* snížení (např. o 10–15 %), což pro obecní kasu či rodinu má také význam.

Nákladová balance současného stavu odhalila několik **konkrétních rezerv a neefektivit**, jejichž odstranění přinese okamžité úspory i bez velkých investic:

- **Předimenzované jističe (“sankce za rezervovaný příkon”):** Některé objekty mají výrazně naddimenzovaný hlavní jistič vzhledem k reálné spotřebě. Typicky BEC Roštín má 3×250 A, což je využito jen zčásti, podobně Domov Pačlavice 3×250 A. Nově přibýly KD Zdounky a G3 s.r.o. s jističi 3×100 A, které jsou také na hraně potřeby. Za rezervovaný příkon se platí paušál – tzv. sankce za nevyužitý příkon v souhrnu dělaly ~28 000 Kč/rok pro 15 OM (před rozšířením to bylo ~18 000 Kč). Optimalizací jističů (např. snížením velikosti po instalaci FVE nebo lepším rozfázováním spotřeb) lze tuto částku srazit o více než 60 % (tedy ušetřit > 18 tis. Kč/rok). Počítá se, že ES provede tzv. energetický audit u každého OM a navrhne případné snížení hodnoty jističe tam, kde to provoz umožní. Již jen tímto administrativním krokem se ušetří nemalé prostředky. Například Sokolovna Roštín má rezervovaný příkon 3×100 A, ačkoli trvale využívá max 3×40 A – tam je potenciál úspory jasný. KD Zdounky a G3 se pravděpodobně podaří optimalizovat po prvním roce provozu ES, až se změří skutečné špičky při sdílení.
- **Duplicitní fixní platby za odběrná místa:** Každé OM platí distributorovi stálý měsíční poplatek (79 Kč/měsíc u EG.D pro NN), celkem to u 15 OM činí ~14 220 Kč/rok. ES HH však po spuštění plánuje využít možnost **virtuálního sloučení OM** – všechny sdružené odběry se v EDC vyhodnocují jako jedno *virtuální* odběrné místo. Tím odpadne většina stálých plateb a zůstane jediný paušál ~79 Kč/měsíc. Pro členy to znamená úsporu cca **13 000 Kč/rok** jen na těchto fixních poplatcích. Tato změna je administrativní (provede se v EDC) a projeví se od 2026, kdy ES přejde na plné dynamické sdílení. Do té doby (2024–25) pobeží

pilot se statickým klíčem a fixní platby budou hrazeny jako dosud. Vzhledem k celkovým miliónovým nákladům nejsou tyto úspory dramatické (~0,6 % celku), ale symbolicky i principiálně jsou důležité – demonstrují efekt synergického sdružení.

- **Různorodé nákupní ceny a režimy:** Před vznikem ES nakupuje každý člen elektřinu individuálně (většinou přes obec či firmu samostatně, některé menší obce společně v rámci mikroregionu). To znamená **různé dodavatele a tarify** – někdo má fix do 2023, někdo je na spotu. Analýza odhalila, že v tomto ohledu nejsou zásadní anomálie (všichni v roce 2022–23 čelili vysokým cenám nad 4 Kč/kWh). Nicméně například Domov Pačlavice měl pro rok 2024 vysoký fix 5,8 Kč/kWh, což výrazně zatěžovalo jeho rozpočet – naštěstí kraj poskytl kompenzace.
- **ES do budoucna umožní lepší vyjednávací pozici:** mělo by zavést jednotný režim nákupu – pravděpodobně využívat spotový produkt s aktivní správou (hedging pomocí lokální výroby). Již prvním krokem ES bude agregovat informace o konci smluv u jednotlivých členů a případně sjednotit nákup elektřiny přes jednoho obchodníka (např. přes společný výběr dodavatele pro všechny obecní subjekty). To by mělo přinést *mnohonásobně vyšší objem odběru* v jedné poptávce a tím získat výhodnější marži dodavatele. Do naší analýzy jsme pro jednoduchost uvažovali jednotnou cenu 2,80 Kč, nicméně reálně by v roce 2025 po poklesu velkoobchodních cen mohli někteří členové dosáhnout i levnější silové elektřiny (2,5 Kč/kWh). ES jako celek chce směřovat k co nejnižší “komunitní” ceně – prvotní model počítá s ~3 Kč/kWh interně pro sdílené kWh. Dodavateli budou členové nadále platit za nesdílené kWh tržní cenu (oček. ~4,4 Kč/kWh). Agregovaně se tak náklady sníží. **Konkrétní finanční přínosy** sdílení pak vyčíslíme v návrhové části (kap. 3.3 a 3.5).
- **Další provozní náklady ES:** Kromě výše zmíněných položek (jistice, fixní platby, měření) jsou zde drobné nové náklady spojené s provozem ES: např. poplatek za účast v EDC, datové SIM karty pro nové elektroměry s dálkovým odečtem, služby tzv. advanced metering management (AMM) apod. Tyto *ostatní náklady* byly vyčísleny celkem na ~51 tis. Kč ročně, tedy ~0,6 % celkových nákladů na elektřinu členů. Největší část z toho tvoří zmíněná *sankce za nevyužitý příkon* (~28 tis.), kterou hodláme snížit pod 10 tis. Kč. Zbývající položky (poplatky OTE, SIM karty) jsou marginální a jejich optimalizace nemá velký význam. Každopádně platí, že hlavní prostor pro úspory leží v optimalizaci distribučních plateb – právě fixní složky (sjednocení OM) a rezervovaný příkon. Tyto možnosti přináší až vznik ES a sdílení.

Ekonomická motivace členů ES je v současnosti silná, neboť náklady na energie byly v posledních dvou letech extrémně vysoké (energie 2022/23). Bez zásahu by výdaje zůstaly na zvýšené úrovni – obce by dále pociťovaly tlak na rozpočty, podniky ohrožení ziskovosti. Analýza výchozího stavu ukázala, že pokud by se nepřidala nová OZE výroba a nedošlo ke sdílení, náklady členů by s vysokou pravděpodobností stagnovaly či rostly (závisle na cenách na trhu). **ES HH má však reálný potenciál náklady snížit o 10–15 %**

už v prvních letech fungování a postupně ještě více, díky využití místních obnovitelných zdrojů a chytrému sdílení (včetně prodeje flexibilit). To nejen uleví rozpočtům obcí a firem, ale také přispěje ke snížení emisí CO₂ a zvýší energetickou soběstačnost regionu. Například plné využití plánovaných FVE (včetně 638 kWp Litenčice po 2029) by mohlo ročně uspořit přes 2 mil. Kč za nakupovanou elektřinu a snížit emise o stovky tun CO₂. Bez Litenčic se do roku 2028 očekává, že **čistý roční přínos projektu bude o ~40–45 % nižší** než v hlavním scénáři – i tak by však ES generovalo pro členy významné úspory (modelově viz kap. 4.4.7). Finanční model sdílení bude detailně rozpracován v návrhové části, včetně mechanismu cen pro členy (uvažuje se dvousložkový tarif s členským poplatkem a proměnnou cenou za “komunitní kWh” vázanou na aktuální dostupnost lokální výroby).

Zde je třeba uvést, že bez sdílení byly některé investice do OZE málo efektivní – např. FVE Litenčice vyráběla ~700 MWh za ~2 mil. Kč hodnoty elektřiny ročně, ale členům ES to nic nepřineslo, protože to prodávala do sítě. To se s ES změní: po 2029 budou moci členové tuto elektřinu využít přímo a ušetřit ~2 mil. Kč ročně (oproti nákupu od dodavatele). *Již v přechodné fázi* se však ES zaměří na menší opatření – instalace střech FVE na obecních budovách, využití baterií atd. Ty by měly *zvýšit pokrytí spotřeby z dnešních ~10 % na ≥ 40 % do konce 2028*. Tím se docílí hmatatelných úspor i před rokem 2029 a členové zůstanou motivovaní v projektu. Rizikem by jinak byla nízká okamžitá úspora a případná nespokojenost – bude proto nutné dobře komunikovat členům přechodné období s nižší soběstačností a využít dotační krytí provozních nákladů, aby všichni setrvali až do plného zapojení Litenčic.

Z ekonomického pohledu lze současný stav shrnout tak, že po rozšíření portfolia v roce 2025 má ES HH solidní odběrový základ pro sdílení, a současně byly identifikovány oblasti pro okamžité úspory (jistice, fixní poplatky, sjednocení nákupu) bez investic. Finanční motivace ke vzniku ES je vysoká – ceny energií sice v roce 2024 klesly z krizových hodnot, ale stále jsou dost vysoko, takže i úspory v procentech znamenají značné absolutní částky. Analýza rovněž poukázala na rezervy v současném hospodaření (předimenzované příkony, roztříštěné nákupy), jejichž náprava přinese okamžitý efekt. Tyto závěry poskytují dobrý výchozí bod pro návrhovou část, kde na jejich základě rozpracujeme plán vzniku ES v roce 2025, investiční vlnu nových FVE a baterií a model sdílení energie mezi členy.

2.7 Shrnutí výchozí balance a klíčových závěrů

Analytická část ukázala, že současný stav poskytuje **pevný základ pro vznik ES**. Energetický profil členů je poměrně stabilní a diverzifikovaný (různé typy spotřebičů s různými režimy), což je pro komunitní energetiku výhodné. Finanční motivace členů je silná – ceny energií jsou vyšší a tedy úspory v procentech znamenají značné absolutní částky. Zároveň byly odhaleny konkrétní rezervy a neefektivity (předimenzované jistice, duplicitní fixní platby, roztříštěné nákupy), jejichž náprava **přinese okamžité úspory** bez nutnosti velkých investic. *Místní obnovitelné zdroje* jsou zatím využity jen minimálně, ale existující pilotní projekty (FVE u BEC, domácí FVE + akumulace, obecní FVE) prokázaly funkčnost a lze na ně navázat ve větším měřítku. Největší výrobní (638 kWp Litenčice) zatím nemohla komunitě sloužit, což **omezuje ranou fázi ES** – lokální krytí spotřeby je

nyní jen ~10 %. Na druhou stranu to znamená obrovský potenciál do budoucna: po roce 2029, kdy se Litenčice zapojí, stoupne teoretická soběstačnost přes 90 % a ES dosáhne výrazných přínosů (úspora až 2 mil. Kč/rok jen na komoditě).

Do doby plného zapojení hlavního zdroje bude ES HH realizovat **kompenzační strategii** – instalaci menších FVE na střechy veřejných budov (plán Pačlavice 50 kWp, Biogrunt 59 kWp, G3 druhá etapa 59 kWp, případně další obecní objekty), nasazení komunitních baterií (Zdounky 2×20 kWh 2025, Pačlavice 90 kWh 2026, G3 100 kWh 2027) a zavedení chytrého EMS řízení. Tato opatření mají zvýšit podíl lokálního krytí z dnešních ~10 % na minimálně 40 % do roku 2028. Tím komunita pocítí hmatatelné přínosy hned v prvních letech a získá *cash-flow* pro reinvestice. Bez těchto kroků by ES zůstalo do 2029 závislé z >80 % na dodávkách z DS a úspory členů by byly poloviční oproti plnému modelu. Analýza také potvrdila, že ze sítě distribuční (EG.D) není třeba odebírat nic nad rámec běžných smluv – stávající kapacity přípojek dostačují, síťové parametry jsou příznivé a není nutné investovat do posilování sítě, pouze do chytrých prvků řízení a lokální akumulace. V neposlední řadě je vhodnou strategií i aktivní akvizice nových členů ES HH, primárně těch, kteří mají nějakou vlastní výrobu s disponibilní nadvýrobou, kterou lze sdílet s ostatními členy ES HH.

Z technického hlediska se jako hlavní úkol jeví koordinace výroby a spotřeby: s menšími FVE nejsou extrémní přetoky problémem (letní výroba menších FVE se většinou kryje s denní spotřebou v objektech, do komunitní bilance se dostávají jen malé zůstatky), a bez Litenčic tak v první fázi **není potřeba velkokapacitní úložiště** – baterie budou využívány spíše pro lokální vykrývání špiček a podporu sítě než pro sezónní akumulaci. Krátkodobá kapacita 330 kWh (součet navržených komunitních baterií do 2027) pokryje většinu operativních potřeb i bez hlavního zdroje. Nižší přebytky také znamenají nižší zatížení baterií a o něco delší návratnost investic do akumulace – odhadem bez FVE Litenčice klesnou roční výnosy z provozu baterií o 40–60 %, což prodlouží návratnost úložišť z ~8 let na >10 let. Tyto detaily bude třeba zohlednit v investičním plánu (prioritizovat baterie tam, kde se vyplatí i bez velkého zdroje – např. u BEC a G3, které mají vlastní špičky).

Celkově lze analytická východiska shrnout následovně: **Bez opatření** by energetické náklady členů dál rostly nebo stagnovaly vysoko, komunitní projekt však má potenciál je snížit o desítky procent během několika let. V prvních letech (2025–2028) lze realisticky dosáhnout úspor ~10–15 % oproti současnému stavu sdílením stávajících menších zdrojů a optimalizací tarifů. Postupně, s rozvojem nových FVE a plným využitím hlavního zdroje, mohou úspory narůst ještě výrazněji. To nejen uleví rozpočtům obcí, organizací i firem, ale také přispěje ke snížení emisí CO₂ (řádově stovky až tisíce tun ročně při realizaci navržených FVE) a zvýší energetickou soběstačnost regionu. Následující kapitola (návrhová část) na základě těchto zjištění popisuje konkrétní plán vzniku ES v roce 2025, první vlnu investic a model sdílení energie mezi členy. Strategický závěr analýzy lze formulovat tak, že *pro ES Hříběcí hory je jak z technického, tak ekonomického hlediska smysluplné soustředit investice do řízených přetoků, krátkodobé bateriové akumulace a drobných úprav tarifů veřejných objektů*. Tím ES dosáhne brzkých přínosů a připraví půdu pro další rozvoj po roce 2026.

3. Návrhová část – vznik ES při stávajícím stavu

3.1 Dopady cen energií na hospodaření členů

Energetické společenství Hříběcí hory (ES HH) vzniká v době uklidňující se volatility cen energií. V letech 2021–2023 se ceny elektřiny a plynu na trhu několikanásobně zvýšily vlivem energetické krize, což významně zatížilo rozpočty obcí i místních firem. V roce 2023 sice dočasně platily cenové stropy (např. cca 5–6 Kč/kWh pro elektřinu), které zabránily nejhorším dopadům, avšak i tak zůstala cenová úroveň oproti předkrizovému období vysoká. Pro rok 2024 se očekával mírný pokles cen blíže k historickému normálu (silová elektřina kolem 3–4 Kč/kWh). Členové budoucího ES HH – čtyři obce a jejich organizace, spolek MAS Hříběcí hory, místní podnikatelé a firmy – dosud nakupují energie individuálně a ročně dohromady spotřebují cca **0,835 GWh elektřiny**. Při průměrné úplné ceně kolem 4–5 Kč/kWh to odpovídá výdajům řádově **3,5–4,0 mil. Kč ročně** za elektřinu. Z toho značnou část tvoří fixní poplatky (rezervované kapacity, jističe) a distribuční platby, které by bez změny odběrových parametrů zatěžovaly rozpočty i nadále. Rostoucí ceny tepla a paliv pak dopadají zejména na provoz obecních kotelen a vytápění budov, ačkoliv tepelné hospodářství není v území centralizované (každá obec řeší teplo samostatně, často plynovými nebo lokálními kotli).

Analýza současného stavu (viz kapitola 2) prokázala, že bez společných kroků by celkové náklady členů na energie dále rostly a kolísaly podle tržních cen. Naproti tomu založení ES přináší možnost náklady optimalizovat a postupně snižovat. Již **okamžitá opatření po vzniku ES** – jako **sdužený nákup elektřiny**, revize tarifů a rezervovaných příkonů – mohou přinést úsporu v řádu jednotek až desítek procent oproti stávajícím výdajům. Konkrétně se doporučuje bezprostředně po založení ES provést **audit rezervovaných kapacit** u všech odběrných míst a společnou poptávku na dodavatele elektřiny. Například snížením hodnot hlavních jističů a rezervovaných příkonů (dle reálných maxim odběru) lze u některých objektů ušetřit značnou část fixních plateb. Analýza ukázala, že v řadě míst jsou jističe naddimenzované – navrhuje se je zmenšit s ponecháním rozumné rezervy (~10–20 %). U dvou obecních objektů (sportovní Sokolovna, kulturní dům Zdounky) tak dojde ke **snížení stálých plateb** za distribuční kapacitu zhruba o **34 tis. Kč ročně**. V Pačlavičích se po integraci fotovoltaiky podaří překlasifikovat tarif elektrické přípojky z C45d na C02d, což přinese další úsporu asi **18 tis. Kč/rok**. Celkově se očekává, že optimalizací tarifů a kapacit po vzniku ES klesnou fixní roční náklady členů na rezervovanou distribuční kapacitu o desítky procent.

Rovněž společný postup při nákupu silové elektřiny umožní dosáhnout lepší ceny díky většímu objemu. Místo individuálních smluv plánuje ES zajistit **centrální výběrové řízení na dodavatele elektřiny** pro všechny členy. Předpokladem je, aby všichni členové přešli k témuž dodavateli (což je administrativně reálné od roku 2026), což zjednoduší zúčtování sdílené elektřiny. Agregovaná poptávka ~0,8 GWh/rok zvýší vyjednávací pozici a může vyústit v jednotkovou cenu nižší o ~5–10 % oproti individuálním nákupům. Další úspory přinese řízení odchylek – díky koordinaci výroby a spotřeby v rámci ES se sníží odchylka od plánované spotřeby, a tedy i platby za odchylku dodavateli. Odhadem lze snížit náklady na odchylky o cca 35 %, což představuje úsporu kolem **0,5 mil. Kč ročně**. Tyto tzv. “rychlé

výhry” (no-regret opatření) se projeví již v prvních letech fungování ES a pomohou pokrýt počáteční provozní náklady společenství.

Z hlediska **plánovaných individuálních opatření členů** před založením ES bylo zjištěno, že většina obcí ani dalších zapojených subjektů neplánovala větší investice do OZE či úspor bez existence ES. Například žádná z obcí dosud neinstalovala fotovoltaiku na své budovy (s výjimkou malých mikrozdrojů), neboť čekají na koordinovaný postup v rámci komunitního projektu. Podobně podnik G3 s.r.o. a další firmy deklarovali ochotu investovat do společných projektů ES, místo aby budovali vlastní zdroje izolovaně. Výjimkou je instalace **komerční FVE 59 kWp v Lebedově** (areál firmy G3/BIOGRUNT) koncem roku 2024, která však byla pojata jako pilotní projekt a bude začleněna do ES. Celkově lze shrnout, že vysoké ceny energií v posledních letech zatěžují hospodaření členů ES HH, avšak existuje řada opatření, která jejich náklady sníží. Následující kapitoly rozvádějí návrh těchto opatření a investic: kapitola 3.2 popisuje plán první investiční fáze (nové zdroje), kapitola 3.3 model sdílení energie, kapitola 3.4 další optimalizace provozu a kapitola 3.5 kvantifikuje finanční přínosy v období 2025–2029.

3.2 První investiční fáze

První investiční fáze energetického společenství Hříběcí hory je naplánována na období **2025–2028**, tedy bezprostřední roky po založení ES. Jejím cílem je **rychle zvýšit lokální výrobu elektřiny z OZE** a umožnit členům ES sdílet vyrobenou elektřinu v maximální možné míře. Návrh technického řešení vychází z Technické studie proveditelnosti (TSP HH) a zahrnuje budování fotovoltaických elektráren (FVE) na území členských obcí, instalaci bateriových úložišť a implementaci řídicího systému (EMS) pro společné hospodaření s energií. Tato první etapa rozvoje ES je koncipována **modulárně ve dvou vlnách**: do roku 2026 proběhne instalace základních FVE a menších baterií u hlavních spotřebitelů (Fáze I), následně do roku 2028 se doplní další zdroje a pilotní akumulace, aby byl systém připraven na plnou integraci velké FVE Litenčice po roce 2029 (Fáze II).

Stávající zdrojové portfolio (2024): Na konci roku 2024 bylo na území MAS Hříběcí hory v provozu celkem ~0,83 MWp fotovoltaických elektráren, převážně ve formě jedné větší pozemní FVE a několika menších střešních instalací. Konkrétně se jedná o pozemní FVE Litenčice (638 kWp) a několik střešních mikrozdrojů (obecní úřady, školy aj.) o souhrnném výkonu ~0,13 MWp. Během roku 2024 přibyla nová firemní FVE 59 kWp (areál G3/BIOGRUNT v Lebedově), čímž instalovaný výkon dosáhl zmíněných ~0,83 MWp. Tyto zdroje vyrobí za průměrných klimatických podmínek asi 0,78 GWh elektřiny ročně, což pokrývá ~93 % roční spotřeby všech současných členů ES HH (cca 0,835 GWh). V období před vznikem ES však většina této energie nemohla být lokálně využita – jednotlivé zdroje fungovaly samostatně a bez možnosti flexibilního sdílení byla přibližně tři čtvrtiny vyrobené elektřiny exportovány do sítě (pouze malá část se spotřebovala přímo na místě výroby formou samospotřeby). Tento stav je způsoben především tím, že hlavní zdroj FVE Litenčice (638 kWp) má až do roku 2029 uzavřen režim sdílení v důsledku čerpání provozní podpory (zeleného bonusu). FVE Litenčice je technicky připravena k budoucímu připojení do ES a byla již od počátku zvažována jako strategický zdroj společenství, avšak do konce roku 2028 musí zůstat mimo společnou sdílenou bilanci. To znamená, že

produkce ~0,7 GWh/rok z této elektrárny sice existuje, ale členové ES z ní do roku 2029 nebudou mít přímý užitek – elektřina je prodávána do sítě v rámci zeleného bonusu a členové ES ji nadále nakupují od dodavatelů za plnou cenu. Tato dočasná absence největšího zdroje ovlivňuje návrh investic v první fázi: ES HH se musí do roku 2029 spoléhat primárně na nové menší FVE, baterie a společné řízení, aby dosáhlo úspor a energetických výhod. Zároveň se však již nyní buduje infrastruktura s výhledem, že po roce 2029 bude FVE Litenčice plnohodnotně integrována a společenství tak skokově zvýší svou soběstačnost.

Nové fotovoltaické elektrárny (2025–2026): V první investiční vlně ES se realizuje několik projektů střešních FVE na budovách členů společenství. Jedná se zejména o obecní objekty (školy, kulturní domy, sportovní haly) a další vhodné střechy, které byly vytipovány v TSP. Celkově bude v letech 2025–2026 instalováno zhruba **248 kWp** nového fotovoltaického výkonu. Podrobnosti uvádí tabulka 3-1. Tyto FVE jsou navrženy tak, aby využily dotační podporu SFŽP – Komunitní energetika (typicky 65–70 % způsobilých výdajů) a zbylé náklady pokryjí vlastní zdroje obcí či jiných členů. Instalace proběhnou postupně: první projekty (celkem ~220 kWp) mají být dokončeny do konce roku 2025 a další (~89 kWp) do poloviny roku 2026. Tím ES rychle získá nové lokální zdroje OZE pro sdílení. Využití dotací komunitní energetiky (KOMUNERG) vychází z modelových dat na základě doposud zveřejněných a dostupných informací z SFŽP.

Tabulka 3-1: Plán nové fotovoltaické kapacity v ES HH (první vlna investic 2025–2026)

Lokalita (objekt)	Instalovaný výkon FVE [kWp]	Odhad roční výroby [MWh]	Investiční náklad [mil. Kč]	Dotace / financování hlavní části
ZŠ Roštín	15,0	16	0,39	SFŽP KE (dotace 70 %)
MŠ Roštín	15,0	16	0,39	SFŽP KE (70 %)
Sokolovna (Roštín)	30,0	32	0,72	IROP nebo obecní rozpočet (bez dotace)
Obecní areál Pačlavice + EMS	99,0	105	2,28	SFŽP KE (65 %, vč. řídicího systému)
Kulturní dům Pačlavice	50,0	53	1,15	SFŽP KE (65 %)
Kulturní dům Zdounky	19,7	21	0,47	SFŽP KE (70 %, vč. baterie 20,5 kWh)
DPS Zdounky	19,7	21	0,47	SFŽP KE (70 %, vč. baterie 20,5 kWh)
Celkem nové FVE (25–26)	248 kWp	≈ 261 MWh/rok	≈ 5,9 mil. Kč	vážená dotace ≈ 67 %

Pozn.: Výkon 248 kWp představuje ~32% nárůst proti výchozím 768 kWp v roce 2024. Uvedené náklady zahrnují i lokální rozvaděče, střešní konstrukce a potřebné úpravy.

Výroba MWh/rok vychází z průměrné intenzity slunečního záření (region Kroměříž ~1180 kWh/m²/rok) a účinnosti FVE ~85 %.

Díky výše uvedeným investicím vzroste do roku 2026 celkový instalovaný výkon FVE v ES HH na **cca 1,0 MWp** (ze současných 0,83 MWp), roční potenciál výroby stoupne z ~0,78 GWh na **≈ 1,04 GWh**. To už převyšuje současnou roční spotřebu členů (0,835 GWh) o ~24 %. ES HH tak bude schopno vyrobit více elektřiny, než kolik společně spotřebovává, ovšem **zatím bez plného využití** – nadbytečnou energii bude nutné buď akumulovat, nebo exportovat do sítě. První fáze proto zahrnuje i pilotní bateriová úložiště a počítá s přechodem na dynamické sdílení, aby se maximalizovalo využití vlastní výroby (viz dále).

Bateriová úložiště a řízení (2025–2028): Součástí investiční etapy je zřízení **decentrálních bateriových systémů (BESS)** u klíčových členů ES. Nasazení akumulace proběhne ve dvou fázích: nejprve menší baterie pro **lokální vykrývání špiček** (peak-shaving) a zvýšení samospotřeby v místech hlavních odběrů, následně po roce 2028 větší centrální baterie pro komunitní vyrovnávání přebytků. Do konce roku 2027 bude instalováno nejméně **330 kWh akumulací kapacity** v rámci ES. Přehled plánovaných instalací uvádí tabulka 3-2.

Tabulka 3-2: Plán rozvoje akumulace v ES HH (2025–2029)

Fáze / rok uvedení do provozu	Bateriová instalace	Kapacita [kWh]	Investice [mil. Kč]	Hlavní zdroj financování
I / 2025 Pilotní BESS (Zdounky) – 2× Voltsmile V10 u KD a DPS	2 × 20,5 = 41	2 × 0,24 = 0,48	SFŽP KE (dotace 70 %)	
I / 03 / 2026 Komunitní BESS Pačlavice (pilot KE projekt)	90	1,13	SFŽP KE (65 %)	
I / 2027 Firemní kontejner G3 Těšánky (průmyslová baterie)	100	1,10	Modernizační fond RES+ (50 % dotace, 50 % firma)	
II / 2028 Modul I – BESS u BEC Roštín (rozšíření akumulace)	200	1,96	Modernizační fond RES+ (50 %)	
II / > 2029 Modul II – centrální BESS u FVE Litenčice (po plném sdílení)	500	4,25	Komerční úvěr + EFRR (dotace ~40 %)	
Celkem plánováno 2025–2029	<i>5 projektů</i>	≈ 931 kWh	≈ 8,9 mil. Kč	<i>průměrná dotace ~60 %</i>

První dva bateriové systémy ve Zdounkách (2× 20,5 kWh) budou nasazeny už v roce 2025 jako pilotní baterie přímo v místě spotřeby – u kulturního domu a domova pro seniory. Jejich funkcí je především navyšovat lokální využití fotovoltaiky v daných objektech (uložení přebytků přes den a využití večer) a částečně krýt špičky spotřeby. Tyto malé baterie jsou ze 70 % financovány z dotace SFŽP (KOMUNERG), takže nezatíží rozpočty obce Zdounky. V březnu 2026 pak ES uvede do provozu větší komunitní baterii 90 kWh

v Pačlavicích, která je povinnou součástí dotačního projektu Komunitní energetiky. Toto úložiště bude sloužit pro koordinační řízení sítě ES – ve spolupráci s centrálním EMS pomůže vyhlazovat souhrnné přetoky ze střech do sítě a krýt částečně večerní odběrové špičky napříč členy. Kapacita 90 kWh sice nepokryje celou komunitu, ale umožní pilotně otestovat princip sdílené akumulace před nasazením větších baterií. V roce 2027 je v plánu instalace firemní baterie 100 kWh v areálu G3 Těšánky (soukromý podnikatelský člen). Tato akumulace bude využita primárně danou firmou pro optimalizaci jejího odběru a poskytování flexibility (peak-shaving, arbitráže), přičemž díky zapojení do ES může firma získat dotaci (Modernizační fond) na polovinu nákladů. Pro ES jako celek bude baterie G3 přínosná tím, že přispěje ke snížení špičkového zatížení soustavy a případně může nabídnout regulační výkon do agregačních služeb.

Do konce roku 2028 (druhá fáze) se počítá s rozšířením akumulační kapacity o další centrální úložiště 200 kWh v areálu BEC Roštín (Bionergetické centrum). Toto úložiště typu „Modul I“ bude plnit roli komunitní baterie – plánuje se v souhrě s možnou instalací ORC jednotky v BEC (viz Technická studie) a bude schopno uskladnit přebytečnou elektřinu. Realizace této baterie bude záviset na vyhodnocení přínosů pilotních projektů a aktuálních dotačních možnostech v roce 2028. Pro financování se předpokládá opět Modernizační fond (50 % dotace) a zbytek z vlastních či úvěrových zdrojů ES/členů.

Řídicí systém a IT: Klíčovou „neinvestiční“ součástí první fáze je zavedení centrálního energetického řídicího systému (EMS) pro ES HH. Již v roce 2025 bude vybrán a nasazen jednoduchý evidenční systém, který umožní základní evidenční a rozúčtovací úlohy u všech členů ES a řízení sdílení elektřiny. V následujícím období bude vybrána a pořízena platforma, která zajistí komunikaci Energetickým datovým centrem (EDC) pro potřeby dynamického alokačního klíče od druhé poloviny roku 2026. Předplacená licence takového EMS (cloudové řešení) na první 3 roky a související hardware vyjde dle průzkumu trhu na cca 1,5 až 3,8 mil. Kč. Tato částka zahrnuje centrální jednotku, integraci všech ~100 měřicích bodů v ES, zřízení členského portálu a další potřebné IT vybavení. Druhou variantou je pak pořízení funkčního EMS formou služby, která bude hrazena transakčně a tento transakční poplatek bude zahrnut v poplatku za sdílení energie. Pro pořízení EMS bude možné využít například plánované dotační výzvy KOMUNERG a z části může být hrazen z vlastních zdrojů ES (vygenerovaných úsporami – viz kapitola 3.5). Roční fixní náklady na provoz systému (licence, konektivita, podpora) jsou odhadovány na ~1,176 mil. Kč. Tyto výdaje však budou plně pokryty z úspor a výnosů ES – jakmile se rozběhne sdílení a řízení, dokáže ES jen na odchylkách a optimalizaci rezervované kapacity ušetřit stovky tisíc Kč ročně (viz výše), čímž se náklady na EMS vrátí v podobě lepšího hospodaření. V případě využití řešení EMS jako služba na bázi transakčních poplatků, nebudou pro toto potřeba žádné investiční prostředky.

Harmonogram realizace: Návrh harmonogramu klíčových kroků první investiční fáze je shrnut v TSP HH a navazuje na plán dotačních milníků. Zkráceně lze harmonogram popsat takto:

- **2023** – Formální založení ES HH – listopad

- **2025:** podání žádostí o dotace SFŽP KE, instalace prvních FVE (Pačlavice, G3/BIOGRUNT, aj. – min. 220 kWp do 12/2025). Nasazení EMS a zahájení zkušebního provozu sdílení v omezeném režimu (statický model). Instalace pilotních BESS ve Zdounkách (do 12/2025).
- **2026:** Dokončení zbývajících FVE z 1. vlny (cca 89 kWp do 06/2026). Uvedení do provozu komunitní BESS Pačlavice (03/2026). **Od 07/2026** – přechod na **dynamické sdílení** po spuštění systému EDC. Optimalizace provozu na základě dat z EMS, úpravy alokačního klíče podle reálných profilů.
- **2027:** Instalace firemní BESS G3 100 kWh (2027). První kompletní rok dynamického sdílení – ladění systému, zvýšení efektivity využití OZE. Příprava podkladů pro další investice (centrální akumulace, ORC apod.).
- **2028:** Instalace komunitní BESS 200 kWh (Modul I BEC Roštín) – pokud bude schválena. Konec první fáze: vyhodnocení dosažených úspor a výkonů, příprava integrace FVE Litenčice do sdílení od roku 2029.
- **2029: Zapojení FVE Litenčice do ES** po ukončení zeleného bonusu (během roku). Start druhé fáze rozvoje (viz kapitola 4).

Tento harmonogram zajišťuje, že ES HH v prvních ~3–4 letech rychle dosáhne fungujícího modelu s vysokým podílem OZE, a zároveň bude připraveno organizačně i technicky na zásadní rozšíření po roce 2029. V dalším textu jsou detailně rozebrány provozní aspekty (sdílení elektřiny, model ekonomiky ES) a očekávané přínosy první fáze.

3.3 Ekonomický model sdílení (statická alokace 2025–27)

Jedním z klíčových úkolů při vzniku ES HH je nastavení pravidel sdílení společně vyrobené elektřiny mezi členy. Vzhledem k legislativním omezením bude ES zpočátku využívat statický alokační klíč – tedy předem stanovené procentuální rozdělení vyrobené elektřiny z OZE mezi členy. Tento statický model je nutný po přechodné období do plného zprovoznění Energetického datového centra (EDC) a dynamického zúčtování od poloviny roku 2026. V praxi to znamená, že v letech 2025–2026 bude každá kWh vyrobená společnými zdroji ES (FVE na střechách, případně připojené baterie) rozdělena mezi členy podle dohodnutých podílů, nezávisle na aktuální spotřebě v dané čtvrt hodině. Typicky se takové rozdělení stanoví poměrem odpovídajícím historickému odběru jednotlivých členů – např. obce Pačlavice, Roštín, Soběsuky a Zdounky (zakladatelé) by mohly mít v součtu 60% podíl a ostatní členové (MAS, firmy, RD) 40% podíl, detailněji dle konkrétní spotřeby. Alokační klíč bude definován a průběžně aktualizován operátorem ES HH a registrován u EDC. Žádný člen tak nebude nucen nakupovat více elektřiny, než kolik činí jeho skutečná spotřeba, a zároveň všichni získají adekvátní podíl levnější komunitní elektřiny. V případě, že by některý člen dlouhodobě nevyužíval celý svůj přidělený podíl (např. by mu přebývala elektřina), bude alokační klíč pružně upraven (obvykle na měsíční bázi) tak, aby se nevyužitá kvóta přesměrovala k jiným členům a nedocházelo k plýtvání.

Pro období 2025–2026 se předpokládá, že podíl místní výroby na celkové spotřebě ES bude relativně nízký (zejm. do dokončení většiny FVE v roce 2026). Statický klíč tedy

členům rozdělí pouze omezené množství energie – např. v roce 2025 se plánuje vyrobit a rozdělit cca 230–260 MWh elektřiny (bez FVE Litenčice), což pokryje asi 30 % jejich roční potřeby. Zbytek (~70 %) budou členové nadále nakupovat od svých dodavatelů za standardní ceny. Již v tomto období ale členové ES pocítí první úspory: za každou kilowatthodinu, kterou obdrží formou sdílení z ES, zaplatí méně, než by zaplatili dodavateli. Ekonomický princip sdílení je nastaven tak, že elektřina vyrobená v rámci ES má pro členy vyšší hodnotu než při prodeji do sítě. Například pokud běžná silová elektřina stojí 2,80 Kč/kWh, výrobce (člen ES s FVE) by při dodávce do sítě obdržel třeba 0,5 Kč/kWh (výkupní cena od obchodníka). V rámci ES ale tuto elektřinu „prodá“ svým kolegům – ostatním členům, kteří by jinak platili 2,80 Kč – třeba za 2,00 Kč/kWh. Pro výrobce je to výhodnější (dostane více než na trhu) a spotřebitel-člen ušetří, protože zaplatí méně (např. 2 Kč místo 2,80 Kč za silovou elektřinu) – výsledkem je rozdělení přínosu mezi obě strany. Součástí vnitřního modelu bude, že ES případně ponechá malou část tohoto rozdílu jako marži na pokrytí svých provozních nákladů (např. 0,50 Kč/kWh), avšak primárním efektem bude úspora pro členy. Cílem je, aby každá vyrobená „komunitní“ kilowatthodina měla co nejvyšší hodnotu – raději než 0,50 Kč od obchodníka získá výrobce 1,50 Kč od ES a člen ES na straně spotřeby za dodanou elektřinu z ES ušetří ~0,80 Kč proti běžné ceně. Tento mechanismus zajistí silnou motivaci ke společné výrobě a spotřebě.

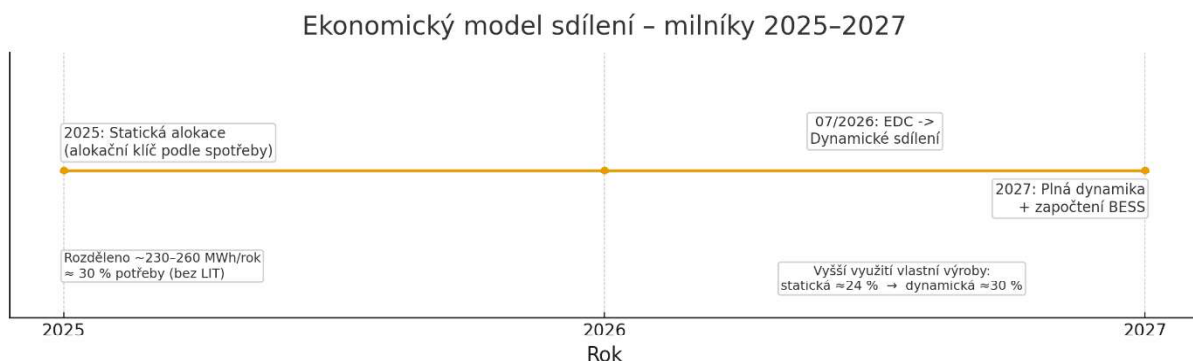
Po spuštění dynamického sdílení (od 07/2026) nastane kvalitativní posun v ekonomickém modelu. Dynamické (časově proměnné) alokování výroby umožní, aby si členové dělili elektřinu podle aktuální potřeby v každé 15minutové intervalu. V praxi to zajistí Energetické datové centrum (EDC) – systém, který bude od července 2026 vypočítávat rozdělení sdílené elektřiny ex-post na základě naměřených diagramů spotřeby a výroby členů ES. ES HH na to bude připraveno: díky instalaci smart metering u všech odběrů (průběhové měření > 80 % OM) a implementaci EMS získá ES detailní data o čtvrt-hodinových profilech. Dynamické sdílení následně umožní výrazně zvýšit využití lokální elektřiny – elektřina se alokuje těm členům, kteří v daný moment reálně odebírali (namísto pevného procenta). Tím se minimalizuje současný problém, kdy při statickém klíči v době nízké poptávky některým členům „přebývá“ alokovaná elektřina (kterou stejně musejí prodat do sítě) a jiným naopak schází. Dynamika také zohlední provoz baterií: uložená energie se započte tomu, kdo ji později využije. Výsledkem bude, že od roku 2026/27 si členové ES rozdělí skutečně maximum vyrobené OZE elektřiny, což dále zvýší jejich úspory a sníží nutnost nákupů z DS. Podle predikcí TSP stoupne podíl využití vlastní výroby ze ~24 % (statický model) na ~30 % při využití baterií a dynamického klíče. To znamená zásadní snížení rizika přetoků do DS a odpovídající zvýšení efektivity.

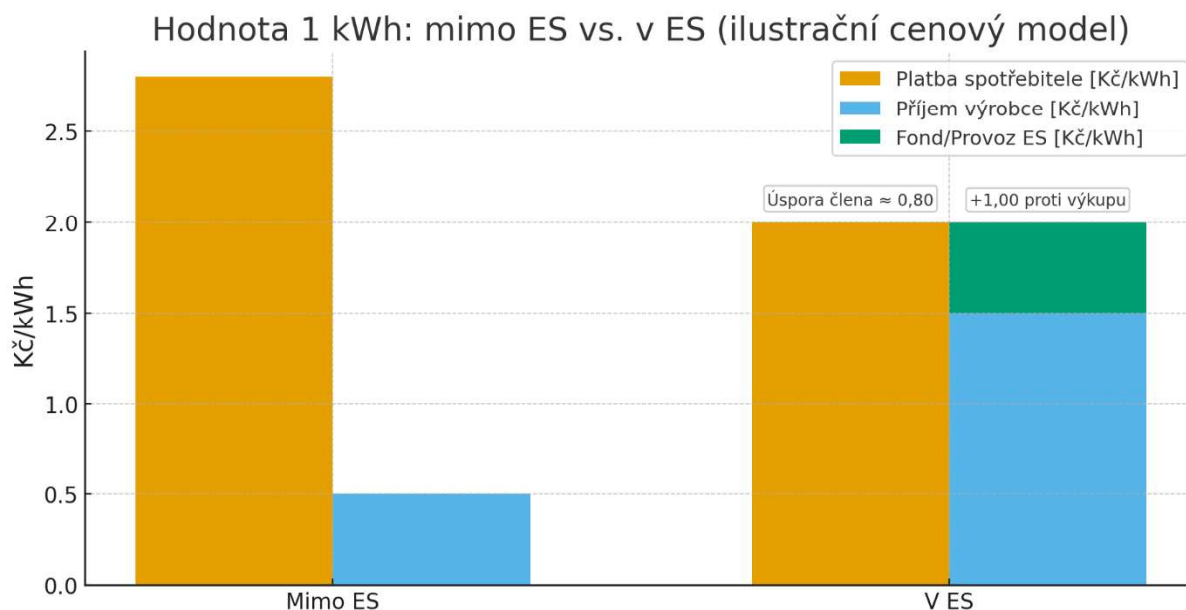
Z provozního hlediska bude nutné doladit i administrativu sdílení. Všichni členové ES HH budou mít nadále své standardní smlouvy s dodavatelem elektřiny a distributorem (ERÚ vyžaduje, aby každé odběrné místo bylo samostatným účastníkem trhu). Sdílení proto proběhne na úrovni virtuální fakturace: například obec s přebytkovou FVE prodá přetoky svému obchodníkovi (jako dosud) a zároveň jí ES proplatí „bonus“ za to, že tuto energii využili ostatní členové. Ostatní členové pak dostanou od ES kompenzaci do faktury – zaplatí méně svému dodavateli, protože část spotřeby pokryli sdílenou elektřinou. Tyto

vnitřní finanční toky bude spravovat přímo ES (resp. pověřený správce z řad členů nebo dodavatel služby). Hlavní zásada přitom zůstane, že každý člen získá úsporu – např. když výrobce dostane zmíněné 1,50 Kč/kWh za komunitní elektřinu, konečný spotřebitel-člen tím ušetří cca 2 Kč proti běžné ceně (neboť platí nižší distribuční složky za tuto sdílenou část). Rozdíl může být použit na pokrytí nákladů ES, případně reinvestován do rozvoje dle modelu nakládání se ziskem (kapitola 6). Důležité je, že finanční model ES HH je nastaven jako prospěchový pro své členy, nikoli za účelem tvorby zisku pro externí subjekty – veškeré výnosy zůstanou v rámci společenství a budou využity buď k pokrytí nákladů provozu, nebo k financování dalších projektů (případně rozděleny členům formou komunitního fondu).

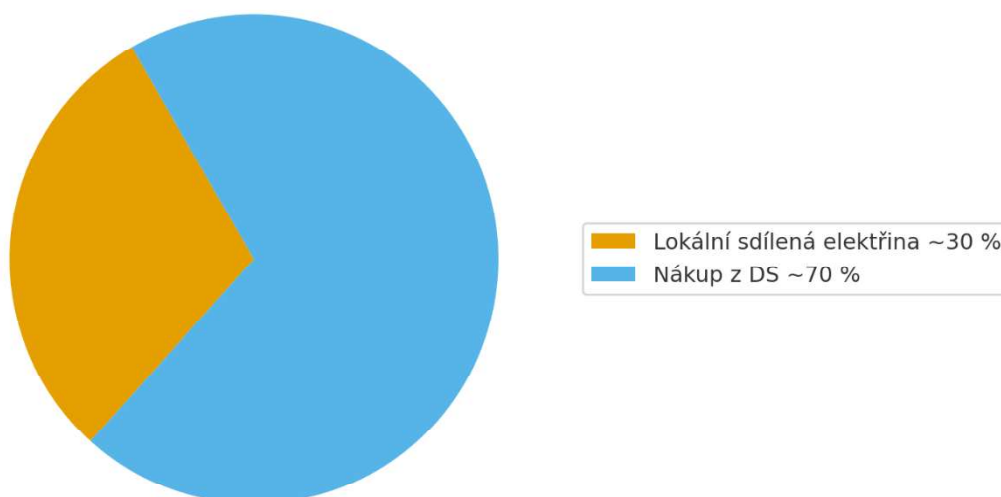
Celkově lze říci, že i statická fáze sdílení v letech 2025–2026 přinese ES HH znatelné finanční výsledky, zejména snížení plateb za nakupovanou elektřinu. Jakmile ES přejde v roce 2026/27 na dynamické sdílení a dokončí plánované investice FVE/BESS, úspory dále vzrostou (viz kapitola 3.5). Statický model tedy slouží jako přechodný, ale i tak dle propočtů zajistí úsporu v řádu statisíců Kč ročně. ES musí v této fázi pečlivě sledovat využití přidělených podílů a být připraven klíč modifikovat. Od roku 2027 pak již dynamický model spravedlivě alokuje sdílenou elektřinu všem dle reálného odběru, což maximalizuje kolektivní přínos.

Grafické doplnění popsaných skutečností





2025 – pokrytí roční spotřeby (statická alokace)



Pozn.: Rozděleno ~230–260 MWh bez FVE Litenčice; zbytek nákup od dodavatelů.

3.4 Optimalizace energetické bilance a tarifů

Po spuštění ES bude probíhat soustavná optimalizace provozu, aby se maximalizovaly přínosy sdílení a využití nových zdrojů. Tato kapitola popisuje hlavní oblasti optimalizačních opatření: (a) řízení spotřeby a výroby, (b) využití flexibility a akumulace, (c) doladění rezervovaných kapacit a tarifů, (d) případná doplňková opatření na straně spotřeby.

(a) Řízení spotřeby a výroby (load management): ES HH zavede centrální energetický management napříč členy, který umožní koordinovat velké spotřebiče tak, aby lépe odpovídaly výrobě z OZE a levnějším tarifům. Konkrétní opatření budou zahrnovat

Demand Response – například některé obecní objekty s akumulací elektroohříváči vody či HVAC systémy (vytápění, ventilace, klimatizace budov) mohou posunout svůj provoz do doby oběda (cca 10–14 h), kdy bývá přebytek solární elektřiny. TSP navrhuje zavést program „Smart Load Shifting“ ve veřejných budovách: např. ohřev teplé vody v obecních kotelnách nebo bojlerch v DPS bude spouštěn přednostně v době silného slunečního svitu. To zvýší přímou spotřebu vyrobené elektřiny a sníží přetoky do sítě. Podnik G3 s.r.o. plánuje upravit načasování některých technologických procesů (např. chod drtičů, míchadel či chlazení) do období, kdy je dostupný výkon FVE. Tím se část spotřeby této firmy přesune z energeticky špičkových hodin (ráno, večer) do období kolem poledne, což opět pomůže využít lokální výrobu. Dále bude ES řídit nabíjení bateriových úložišť: menší baterie ve Zdounkách (41 kWh) se například budou nabíjet přes den z přetoků FVE a vybíjet v noci do základního zatížení objektů. Tímto cyklem se omezí přetoky a sníží odběr ze sítě ve večerních hodinách.

(b) Využití flexibility a akumulace: Jakmile bude v provozu bateriová kapacita (po roku 2025), ES HH ji aktivně zapojí do řízení bilance. Hlavním úkolem baterií v první fázi (bez FVE Litenčice) je lokální vyhlazování špiček a ukládání krátkodobých přebytků výroby. Tím zatím odpadá nutnost velkého centrálního úložiště – distribuované baterie u hlavních odběrů postačují pro řízení v rámci ES. Například baterie v areálu firmy G3 a v BEC Roštín budou provádět peak-shaving – pokryjí části odběrových špiček ze svých uložených zásob, čímž sníží čtvrt hodinové maximum a šetří firmám poplatky za rezervovanou kapacitu. To přináší přímý finanční efekt v podobě úspory za rezervovaný příkon (u G3 a BEC v součtu v řádu desítek tisíc Kč ročně). Baterie v Pačlavicích bude řízena centralizovaně EMS – při přebytku (slunečné poledne, víkend) se bude nabíjet komunitní elektřinou a v podvečerní hodině se její kapacita alokuje členům s nedostatkem výroby. Tím dojde ke zpomalování měření: baterie vyrovná rozdíl mezi agregovanou výrobou a spotřebou společenství, což se projeví menším požadavkem na dodávky z DS a nižším odchodem přetoků mimo ES. V letech 2026–2028, kdy ještě Litenčice nebude sdílена, se očekává, že baterie dokáží zvýšit využití vlastní výroby o cca 5–10 procentních bodů (samospotřeba ES vzroste z ~24 % na ~30+ %). Tabulka 3-3 znázorňuje výhled bilance ES HH v první fázi.

Tabulka 3-3: Roční spotřeba a výroba elektřiny v ES Hřibecí hory – scénář bez vs. s FVE Litenčice (2024–2029)

Rok	Celková spotřeba ES [MWh]	Lokální výroba bez FVE Litenčice [MWh]	Pokrytí spotřeby bez Litenčice [%]	Lokální výroba s FVE Litenčice [MWh]	Pokrytí spotřeby s Litenčicí [%]
2024	835 (reálná)	77 (reál) / 205 (norm.)	9 % / 25 %	779 (reál) / 878 (norm.)	93 % / 105 %
2025	845 (+1,2 %)	230–260 (před novými FVE)	27–31 %	910–940 (s Litenč. jako reference)	108–111 %
2026	855 (+2,4 %)	420–460 (po hlavní vlně FVE)	49–54 %	1100–1140 (ref.)	129–133 %

Rok	Celková spotřeba ES [MWh]	Lokální výroba bez FVE Litenčice [MWh]	Pokrytí spotřeby bez Litenčice [%]	Lokální výroba s FVE Litenčice [MWh]	Pokrytí spotřeby s Litenčicí [%]
2027	865 (+3,6 %)	480–520 (po BESS, optim.)	55–60 %	1160–1200 (ref.)	134–139 %
2028	875 (+4,8 %)	520–580 (stabilizace, BESS 131 kWh)	59–66 %	1200–1260 (ref.)	137–144 %
2029	885 (+6,0 %)	530–600 (stav beze změn)	60–68 %	1210–1270 (FVE Litenčice připojena)	137–144 %

Pozn.: Reálná výroba 2024 byla nižší kvůli postupnému zprovoznování zdrojů v průběhu roku (hodnoty „norm.“ představují celoroční výrobu při průměrných podmínkách). Po 2025 jsou údaje s Litenčicí modelovány jako hypotetické reference – reálně se její energie zapojí do ES až od 2029. Mírný meziroční růst spotřeby ~1–2 % odráží očekávané zapojení nových členů a všeobecný růst spotřeby.

Z tabulky je patrné, že bez zapojení FVE Litenčice pokryje ES v letech 2025–2028 zhruba 50–65 % své spotřeby lokální výrobou. Zbytek (35–50 %) musí nadále nakupovat z distribuční sítě. Naproti tomu scénář „s Litenčicemi“ (pokud by nebylo omezení) by znamenal, že ES vyrábí více elektřiny, než kolik spotřebuje (pokrytí > 100 %) – vznikaly by značné přetoky do sítě. Tyto přebytky by v letech 2026–2028 činily až ~380 MWh ročně, což by bez akumulace a pokročilého řízení snižovalo ekonomiku (větší část výroby by šla za nízkou výkupní cenu do sítě). I z tohoto důvodu byla v první fázi nastavena velikost instalací střech a baterií tak, aby přebytky byly částečně absorbovány a zbytek využit dynamickým sdílením. Interpretace: nové střešní FVE zvýší podíl OZE nad roční spotřebu ES HH, ale skutečný přínos plně realizujeme až se současným nasazením akumulace a dynamického sdílení. Proto ES v první fázi investuje zároveň do baterií a připraví se na Lex OZE II/III, aby mohla nadvýrobu v maximální míře využít (např. ukládat do tepla v BEC Roštín nebo v bojlerch, nabídnout do sítě formou PPA či flexibility).

S nástupem druhé fáze po roce 2029 (plná integrace FVE Litenčice, centrální baterie ~0,5–1 MWh) se role akumulace posune: bude nutné ukládat velké polední přebytky a částečně přesouvat energii i mezi ročními obdobími. Baterie tedy budou fungovat nejen pro vykrývání špiček, ale i pro denní a sezónní vyrovňování – např. kapacita ≥ 1 MWh umožní uchovat část letních přebytků pro využití v zimních špičkách (případně formou P2X – Power to X, kdy X může být plyn, vodík, metan apod. pro delší období). Systém EMS 2.0 bude v té době plně integrován a využije prediktivní řízení (forecasting výroby, spotřeby a cen), aby maximalizoval ekonomický výsledek ES (např. prodej momentálních přebytků za výhodných podmínek, nákup levné energie k uložení při záporných cenách apod.). Tyto pokročilé koncepty jsou však předmětem dalšího rozvojového plánu (kap. 4) a přesahují rámec vzniku ES při stávajícím stavu.

(c) Optimalizace rezervovaných kapacit a tarifů: Jak již bylo uvedeno v kap. 3.1, ES HH ihned po svém vzniku zahájí revizi nastavení příkonů a tarifů u všech odběrných míst svých členů. Sjednocený přístup a lepší data z EMS umožní snížit rezervované příkony tam, kde

jsou zbytečně vysoké, a tím ušetřit na fixních platbách distributorovi. Kromě příkladu Sokolovny a KD Zdounky (snížení jističů – úspora ~34 tis. Kč/rok) se podobná opatření dotknou i dalších odběrů: v Roštíně u mateřské školy se po instalaci FVE a baterie plánuje zvýšit jistič (aby nedocházelo k nechtěným odskokům při spínání topení) a současně snížit jistič v obecní kotelně, která bude méně využívána. Dále dojde k sjednocení měření tam, kde jeden člen provozuje více odběrů v jednom areálu – tzv. virtuální sloučení OM přinese úsporu ~56 tis. Kč/rok na fixních poplatcích. ES bude rovněž doporučovat svým členům, aby volili optimální distribuční tarify: např. v Pačlavicích po instalaci tepelného čerpadla lze přejít z vysokého tarifu C45d na C02d, čímž klesne cena za distribuci elektrokotle a ohřev vody (roční úspora ~18 tis. Kč). Podobně tam, kde obec či firma přejde na vytápění z OZE (tepelná čerpadla místo přímotopů či plynu), je možné využít dvoutarif D57d s levnější sazbou pro elektřinu na topení. ES bude poskytovat členům poradenství v této oblasti a koordinovat případné změny nastavení smluv s distributorem.

(d) Doplnková opatření na straně spotřeby: Přestože těžiště činnosti ES HH spočívá v oblasti výroby a sdílení elektřiny, nelze opomenout ani možnosti snížení energetické náročnosti u členů. Z analýzy vyplynulo, že většina budov obcí již prošla základními úspornými opatřeními (zateplení, výměna oken, LED osvětlení apod.), avšak některé objekty stále skýtají prostor pro zlepšení. ES proto doporučuje například zvážit instalaci fotovoltaiky kombinované s tepelnými čerpadly u budov, které dosud využívají přímotopné vytápění. V Roštíně se to týká obecního úřadu a mateřské školy – nasazení FVE spolu s malými tepelnými čerpadly by snížilo zimní špičku v NN síti a pokrylo část vytápění z OZE. Dále ES podpoří členy v provádění energetických auditů budov a v hledání úspor v provozu (tzv. active energy management): např. centrální řídicí systém EMS bude monitorovat velké odběry (kotle, VZT, osvětlení) a hlídat, zda nedochází ke zbytečným plýtváním (svícení v noci, nevypnuté technologie mimo provoz apod.). Energetický manažer ES bude na základě dat z EMS navrhopvat organizační opatření, která mohou ušetřit jednotky procent spotřeby navíc čistě optimalizační režimů. Tato průběžná optimalizace zatížení povede k vyrovnanější křivce odběru a vyššímu využití vlastní výroby, jak bylo zmíněno výše.

Shrnutí kapitoly 3.4: ES HH bezprostředně po svém vzniku zavede komplexní soubor optimalizačních opatření: od řízení spotřeby v reálném čase (Demand Response) přes nasazení akumulace a poskytování flexibility, až po administrativní úpravy tarifů a kapacit. Tato opatření budou průběžně zvyšovat ekonomickou výhodnost ES. Již v první fázi (do 2028) se očekává, že díky nim se podaří snížit celkové náklady na energie pro členy o desítky procent oproti výchozímu stavu 2024. Konkrétní finanční dopady jsou vyčísleny v následující kapitole.

3.5 Finanční přínosy a cash-flow 2025–2029

Závěrečná podkapitola návrhové části shrnuje očekávané **finanční výsledky ES Hřibecí hory v prvních pěti letech provozu (2025–2029)**. Na základě plánovaných investic, modelu sdílení a provozních opatření byly zpracovány projekce cash-flow, které posuzují ekonomickou životaschopnost ES při stávajícím rozsahu. Hodnoceny jsou dvě varianty: **bez zapojení FVE Litence** (přechodné období do 2029) a hypotetická varianta

s okamžitým zapojením Litenčic (pro ilustraci plného potenciálu). Toto porovnání ukazuje význam strategického zdroje Litenčice pro ekonomiku ES.

Roční úspory a výnosy: Hlavním efektem založení ES je úspora nákladů na nákup elektřiny pro členy. Jakmile ES zahájí sdílení elektřiny (staticky v 2025, dynamicky od 2026), začne část spotřeby členů pokrývat levnější komunitní elektřina. Modelové výpočty ukazují, že v letech 2026–2029 dosáhne průměrná roční úspora z nákupu elektřiny cca 910 tis. Kč (varianta bez Litenčice). Tato hodnota zohledňuje rozdíl mezi standardní cenou silové elektřiny (~2,80 Kč/kWh, velkoobchodní komponenta) a referenční interní cenou „komunitní“ elektřiny (~1,10 Kč/kWh) vynásobený sdíleným množstvím energie. Jinými slovy, každá kWh lokálně sdílené elektřiny přináší členům úsporu zhruba 1,7 Kč oproti nákupu z DS. Při dosažení ~50% pokrytí spotřeby z vlastních zdrojů (roku 2027–2028) to představuje úsporu kolem 1,2 mil. Kč/rok oproti stavu 2024. Tato úspora je však v přechodném období snížena tím, že ES nemůže využít ~700 MWh/rok z FVE Litenčice – tuto energii musí nadále nakupovat externě. V důsledku toho bude OES HH v letech 2024–2029 pokrývat ze sítě podstatně více elektřiny a i po spuštění sdílení (2026+) zůstane přibližně polovina spotřeby kryta nákupem. Projekce ukazuje, že roční úspora (provozní přínos) ES do roku 2028 dosáhne maximálně cca 1,0 mil. Kč (v r. 2028) – zatímco v alternativním scénáři s Litenčicemi by to bylo asi 1,6 mil. Kč. Rozdíl ~0,6 mil. Kč/rok představuje právě nevyužitý potenciál FVE Litenčice, jehož výrobu musí společenství nakupovat od dodavatelů. Jinak řečeno, hodnota ~2,0 mil. Kč/rok (hrubá tržní hodnota 700 MWh při 2,80 Kč) je v období 2024–2028 pro členy ES ztracena a projeví se až po 2029.

Vedle úspor z nákupu elektřiny generuje ES HH i aktivní příjmy. Mezi ně patří zejména tržby za prodej přebytků do sítě a případné výnosy z poskytování doplňkových služeb (PpS) nebo z PPA kontraktů. V letech 2025–2028, kdy jsou přetoky relativně malé (do ~260 MWh/rok), získá ES za jejich prodej odhadem nízké stovky tisíc Kč ročně (při výkupní ceně ~2,5 Kč/kWh). Tyto příjmy částečně pomohou financovat provoz. Další drobný výnos může plynout z úspor odchylek a případného bonusu za agregovanou flexibilitu – jak bylo zmíněno, lepší řízení sníží platby za odchylky asi o 0,5 mil. Kč/rok, což se promítne do nižších plateb dodavateli a tedy ušetřená částka zůstane k dispozici ES. Model počítá také s tzv. marží PPA: ES nakoupí elektřinu od členů-výrobců (např. z FVE Pačlavice) za nižší cenu a prodá ji členům-spotřebitelům o něco dražší – tento rozdíl (např. 0,5 Kč/kWh) tvoří příjem ES, aniž by členové přišli o úsporu. Celkem se aktivní příjmy ES (marže + flexibilita + fixní úspory) odhadují na desítky až stovky tisíc Kč ročně.

Provozní náklady ES: Na straně výdajů musí ES hradit zejména **náklady na provoz řídicího systému a administrativu**. Fixní roční náklady (EMS software, konektivita, údržba, personální zajištění) činí cca **1,176 mil. Kč**. Variabilní náklady (drobná údržba, servis FVE atp.) jsou relativně malé, řádově do 0,1 mil. Kč/rok. Dále bude ES vytvářet rezervu na obnovu zařízení (zejména baterie po životnosti ~15 let). Tyto jsou relevantní dílem plánovány financovat z dotační podpory KOMUNERG. Reálně lze předpokládat náklady ~1,2 mil. Kč/rok dopadat až od roku 2028. Ještě do roku 2027 tak ES dočasně „šetří“ na vlastních režijních nákladech, což ale bohužel převáží zvýšené výdaje za nakupovanou elektřinu (vliv nevyužití FVE Litenčice).

Cash-flow a výsledky hospodaření: Kombinací výše uvedených faktorů vychází, že **v letech 2025–2027 bude ES HH zhruba na provozní rovnováze** – úspory a příjmy pokryjí náklady, ale nezbydou téměř žádné volné prostředky. Například v roce 2026 generuje ES úsporu nákupu ~0,8 mil. Kč a tržby z přebytků ~0,2 mil. Kč, celkem příjem 1,0 mil. Kč, zatímco výdaje na provoz EMS a ostatní fixy jsou ~1,1 mil. Kč (po odečtení dotace). Podobně v roce 2027 – přínosy rostou k ~1,2 mil. Kč, náklady k ~1,2 mil. Kč. **Zlom nastane v roce 2028**, kdy se plně projeví efekty všech investic první fáze: lokální výroba pokryje ~60 % spotřeby, baterie sníží odchylky, dynamické řízení minimalizuje přebytky. Úspory stoupnou k ~1,0 mil. Kč/rok a navzdory stále chybějící Litenčici bude ES schopen ufinancovat svůj provoz bez externí podpory. V roce 2029 dojde k připojení FVE Litenčice, což **skokově zlepší bilanci** – ES začne pokrývat > 90 % spotřeby z vlastních zdrojů a dokonce bude mít přebytek prodeje. Roční úspora vyskočí na odhadovaných ~1,5–1,8 mil. Kč (dle ceny elektřiny), přičemž náklady se nezvýší o tolik (jen provoz baterií a mírně vyšší rezerva). Očekává se tedy, že od 2029 bude ES generovat **kladný provozní hospodářský výsledek** v řádu stovek tisíc Kč ročně, který bude možné reinvestovat nebo využít podle modelu nakládání se ziskem (viz kap. 6).

Z hlediska **návratnosti investic** lze ekonomickou fázi 2024–2029 chápat jako počáteční období rozběhu. Díky vysoké dotační podpoře dosahují investice ES vynikající rentability – jednoduchá doba návratnosti vlastních vložených prostředků se odhaduje na **cca 6–8 let** provozu, tedy přibližně okolo roku 2033. Diskontovaná doba návratnosti (při 6 % p.a.) vychází ~9–10 let, což je stále velmi dobré vzhledem k 20+ leté životnosti infrastruktury. Finanční model vykazuje kladnou čistou současnou hodnotu NPV ~+20 mil. Kč (při 6 % diskontu, do roku 2043) a interní výnosové procento IRR ~12–15 % v reálném vyjádření. Tyto ukazatele potvrzují ekonomickou výhodnost projektu ES HH jako celku. Je však nutné zdůraznit citlivost na vstupní předpoklady – zejména na vývoj cen energií a získání dotačních titulů. V kapitole 7 proto bude provedena analýza rizik a citlivostní analýza klíčových parametrů.

Celkové zhodnocení ekonomického přínosu vzniku ES HH: V období vzniku ES (2025–2029) dochází k potvrzení, že i relativně malé komunitní energetické společenství může ekonomicky fungovat soběstačně a generovat čisté úspory. Přestože do konce roku 2028 jsou tyto úspory omezené absencí největšího zdroje, ES HH již v této fázi prokazuje životaschopnost – pokryje si veškeré provozní náklady a členům přináší první finanční výhody (nižší účty za elektřinu, lepší optimalizaci nákladů). Po roce 2029, se zapojením FVE Litenčice, se ekonomický potenciál naplno rozvine a ES začne generovat výraznější přebytky pro další rozvoj či podporu členů. Tento trend bude předmětem kapitoly 4 (návrhová část dalšího rozvoje) a kapitoly 7 (celkové vyhodnocení potenciálu ES). Z pohledu cíle první etapy – založení ES při stávajícím stavu – lze tedy konstatovat, že navržený projekt je ekonomicky realizovatelný. Důsledným řízením a reinvestováním dosažených úspor může ES HH dlouhodobě prospívat svým členům i regionu – energeticky, finančně i environmentálně.

4. Návrhová část – další rozvoj ES Hříběcí hory

Energetické společenství Hříběcí hory (OES HH) po úspěšném vzniku plánuje ambiciózní rozvoj v horizontu následujících ~10 let. Cílem této kapitoly je navrhnout konkrétní opatření pro další rozvoj ES – zejména rozšíření výrobních zdrojů a akumulace, zvýšení podílu obnovitelné energie na spotřebě, zapojení dalších členů, zavedení pokročilého systému řízení s dynamickým sdílením energií a úpravu ekonomického modelu ES. Návrhy vycházejí z výsledků technické studie proveditelnosti (TSP) a reagují na současné technické i ekonomické možnosti ES. Níže jsou definovány strategické cíle rozvoje, popsána plánovaná opatření v jednotlivých etapách (do roku 2028 a výhled 2028–2035) a navrženy úpravy provozního a ekonomického modelu tak, aby ES HH dlouhodobě udržitelně plnilo své poslání.

4.1 Strategické cíle rozvoje do roku 2035

Pro nadcházející období si ES Hříběcí hory stanovuje několik klíčových strategických cílů (s výhledem k roku 2030 a 2035), které vytvářejí rámec dalšího rozvoje společenství:

- **Maximalizace výroby z OZE a energetická soběstačnost:** ES usiluje o výrazné zvýšení podílu lokálně vyrobené obnovitelné elektřiny na celkové spotřebě členů. Do roku 2030 plánuje navýšit instalovaný výkon nových obnovitelných zdrojů (zejm. fotovoltaických elektráren) na cca 1 MW_p, aby bylo možné pokrýt většinu roční spotřeby elektřiny členů ES vlastní výrobou. Strategickým cílem k roku 2035 je dosáhnout roční energetické soběstačnosti komunity $\geq 80\%$ – tj. aby alespoň ~80 % celkové spotřeby elektřiny členů bylo kryto místní výrobou z OZE. Tohoto cíle má být dosaženo využitím technického potenciálu instalací o celkovém výkonu přes 1,4 MW_p (kombinace střešních a pozemních FVE) doplněných akumulací >900 kWh. V praktické rovině to znamená, že během let 2025–2035 ES vybuduje nové fotovoltaické elektrárny a úložiště (viz další části kapitoly) tak, aby ročně vyrobily ekvivalent ~100 % současné spotřeby a po rozšíření členské základny pokryly alespoň 80 % zvýšené poptávky. V letních měsících by tak komunita mohla produkovat i přebytky (při vysoké výrobě kolem poledne převýší výroba 100 % aktuální spotřeby), zatímco v zimních měsících bude nadále část odběru pokrývat elektřina z distribuční sítě.
- **Plnění klimatických závazků a dekarbonizace regionu:** Rozvoj ES přispěje ke snižování emisí CO₂ a k naplnění energeticko-klimatických cílů regionu MAS Hříběcí hory. Strategie komunitního rozvoje MAS Hříběcí hory 2021–2027 klade důraz na dekarbonizaci, podporu OZE a posilování místní energetické soběstačnosti. Díky instalaci nových fotovoltaických zdrojů (~1 MW_p do r. 2030) dojde k významnému nárůstu podílu čisté energie ve spotřebě obcí a organizací v regionu (z prakticky 0 % v roce 2024 na desítky procent v roce 2030). Tím se úměrně sníží i emise CO₂ – o stovky tun ročně oproti výchozímu stavu. Do roku 2035 je strategickou prioritou udržet vysoký podíl OZE ve spotřebě (~80 % a více) i po případném zapojení nových členů a dále jej zvyšovat s využitím dalších obnovitelných zdrojů v rozšířené komunitě. ES HH tak pomůže regionu plnit národní i evropské cíle v oblasti klimatu a energie.

- **Snížení nákladů na energie a finanční přínosy pro členy:** Klíčovým cílem ES je dlouhodobě zlevnit svým členům dodávky energie a zvýšit jejich energetickou nezávislost na vnějším trhu. Implementací plánovaných projektů OZE a společným nákupem energie se mají výdaje zapojených obcí, organizací i firem snížit o desítky procent oproti současnému stavu. **Již do roku 2028** – po realizaci prvních střešních FVE a zavedení sdílení – se očekává citelné snížení ročních plateb členů za elektřinu (díky nahrazení části dodávek vlastní výrobou a úsporám distribučních poplatků). Po plném zapojení největší FVE Litenčice do ES (po 2029) a rozšíření bateriové akumulace by se celkové roční náklady na energie mohly snížit až zhruba na polovinu oproti stavu před vznikem ES (při započtení provozních nákladů OZE). Podle provedených analýz může celkový ekonomický přínos ES (ročně ušetřené náklady + nové výnosy z flexibility) dosáhnout min. **0,8 mil. Kč za rok** po dosažení ~80% soběstačnosti komunity. Takto generované úspory budou v prvních letech používány primárně ke splácení investic do nových zdrojů; po jejich splacení (cca po 4–5 letech provozu) se dostaví čisté přebytky, které vytvoří dodatečný finanční polštář pro členy. Dlouhodobým cílem je finanční soběstačnost ES – po splacení investic bude provoz společenství generovat čistý přebytek, který může být reinvestován do dalšího rozvoje nebo využit pro potřeby členů či regionu (viz níže Model nakládání se ziskem).
- **Spolehlivost dodávek a energetická bezpečnost:** I při maximálním využití obnovitelných zdrojů klade ES důraz na spolehlivé zásobování všech členů energií. Cílem je provozovat moderní systém měření, akumulace a řízení tak, aby byla v reálném čase zajištěna rovnováha mezi výrobou a spotřebou a nedocházelo k výpadkům dodávek. Plánované bateriové úložiště (postupně navýšené až na ~1 MWh do roku 2035) umožní překlenout krátkodobé výkyvy výroby a spotřeby a poskytovat výkonovou rezervu. Do roku 2030 má ES díky bateriím o kapacitě >300 kWh přesouvat až jednotky MWh elektřiny denně z doby přebytků do špiček odběru, čímž výrazně zvýší využití vlastní výroby a sníží odběry ze sítě v nejvytíženějších časech. Strategickým cílem po roce 2030 je provozovat ES tak, aby i při neočekávaných změnách nabídky či poptávky byla zajištěna stabilita – komunita má sloužit jako **stabilizační prvek distribuční sítě**. Případné přebytky výroby či naopak flexibilitu ve spotřebě bude ES moci nabídnout provozovateli distribuční či přenosové soustavy jako podpůrnou službu (např. regulace frekvence) a tím získat dodatečný příjem a posílit energetickou bezpečnost regionu.
- **Organizační rozvoj a rozšíření členské základny:** V období 2023–2025 vzniklo ES HH jako právnická osoba (zapsaný spolek) a získalo základní administrativní zázemí. Pro období po roce 2026 je strategickým cílem rozšířit členskou základnu nad rámec zakládajících subjektů. Po spuštění pilotního provozu se počítá se vstupem případných dalších veřejných subjektů z regionu a ve druhé fázi (do 2030) i se zapojením občanů či menších firem do komunitních projektů. Již během příprav se do ES zapojily dvě pilotní domácnosti (s vlastní FVE a baterií) a do roku 2028 se plánuje rozšířit model i na další rezidenty – cílem je zapojit >80 domácností

formou tzv. *virtuálního flexibilního bloku* (domácnosti vybavené solárními mikrozdroji, chytrými bojlerů či řízeným vytápěním), které budou moci reagovat na signály ES a pomáhat vykrývat odchylky. Tím ES rozvine komunitní rozměr projektu – členy se stanou i koncoví občané, což přispěje k šíření lokálních úspor a zmírňování energetické chudoby v sociálně zranitelných obcích regionu. Organizačně se ES postupně transformuje v otevřenou energetickou komunitu sdružující více partnerů napříč veřejným, podnikatelským i občanským sektorem. S tím souvisí i budování vnitřní infrastruktury ES (personální a IT) pro efektivní správu rostoucího počtu členů a zdrojů – viz dále návrh systému řízení a ekonomického modelu.

4.2 První fáze rozvoje (2025–2028): nové výroby a akumulace

V první etapě dalšího rozvoje (cca roky 2025–2028) se ES HH zaměří na realizaci pilotních obnovitelných zdrojů a úložišť a zprovoznění systému vzájemného sdílení energie mezi stávajícími členy. Tato fáze zahrnuje zejména instalaci střešních fotovoltaických elektráren na objektech obcí a organizací, integraci již existující velké FVE do budoucího režimu ES a nasazení prvních bateriových systémů. Cílem je rychle dosáhnout částečné energetické soběstačnosti již při stávající spotřebě a připravit infrastrukturu pro pozdější rozšíření společenství. Využity budou dostupné dotační tituly, zejména Státního fondu životního prostředí programu KOMUNUERG aby se minimalizovaly vlastní investiční náklady obcí.

Plánované nové zdroje a zařízení do roku 2028 jsou shrnuty v tabulce níže. Jedná se o soubor jedné velké pozemní FVE a několika menších střešních FVE u členů ES, doplněných pilotními bateriovými úložišti pro zvýšení míry využití vyrobené elektřiny. Tabulka zahrnuje jak obecní projekty podporované z dotačních programů, tak instalace realizované podnikatelskými členy z vlastních zdrojů:

Nový zdroj / opatření	Typ	Výkon kapacita	Předpokl. uvedení	Poznámka
FVE Litence (pozemní instalace)	Fotovoltaická elektrárna (napojení do 22 kV)	638 kWp	Vybudováno, integrace do ES po 2029	Hlavní strategický zdroj ES; do 2029 probíhá podpora formou zeleného bonusu – výroba zatím nesdílena v ES.
FVE BEC Roštín (Bioenergetické centrum)	Fotovoltaická elektrárna na střeše areálu BEC	99 kWp	~2026–2027	Plánováno na areálu obecního BEC (kotel na biomasu); možnost využití pro částečné pokrytí vlastní spotřeby BEC a budoucí ORC (viz níže).
FVE G3 Těšanky – střeška haly	Fotovoltaická elektrárna (podnikatelský areál)	+59 kWp (celkem 118 kWp)	2025 (rozšíření)	První FVE 59 kWp uvedena 2023, druhá etapa 59 kWp ve výstavbě s plánem spuštění do 12/2025. Zdroj společnosti G3 s.r.o. – slouží primárně k pokrytí vlastní spotřeby (~300 MWh/rok).
FVE BIOGRUNT Lebedov (areál farmy)	Fotovoltaická elektrárna (podnikatelský areál)	59 kWp	2025	Plánováno v areálu BIOGRUNT s.r.o. (MSP v zemědělství); cíl pokrýt část spotřeby farmy (~100 MWh/rok) a sdílet přebytky v ES.

Nový zdroj / opatření	Typ	Výkon kapacita	Předpokl. uvedení	Poznámka
FVE + BESS Domov sociálních služeb Pačlavice	Fotovoltaická elektrárna na střeše + bateriové úložiště 90 kWh	99 kWp (+90 kWh)	2026	Objekt s nejvyšší spotřebou ve spolku (≈161 MWh/rok); FVE s akumulací pro pokrytí části denní spotřeby, exportní limit 65 kW do sítě. Dotace SFŽP – komunitní energetika (65%).
FVE Kulturní dům Pačlavice	Fotovoltaická elektrárna na střeše	50 kWp	2026	Kulturní dům a Obecní úřad Pačlavice (spotřeba ~5 MWh/rok); FVE pokryje většinu spotřeby objektu, přebytky ke sdílení. Dotace SFŽP (65%).
FVE + BESS Kulturní dům Zdounky	Fotovoltaická elektrárna na střeše + baterie 20,5 kWh	19,7 kWp (+20 kWh)	2025	Nově přistoupivší objekt (spotř. ~33 MWh/rok); FVE ve výstavbě 2025, dotace SFŽP (70%).
FVE + BESS Dům s pečovatelskou službou Zdounky	Fotovoltaická elektrárna na střeše + baterie 20,5 kWh	19,7 kWp (+20 kWh)	2025	Nově přistoupivší objekt (spotř. ~24 MWh/rok); FVE ve výstavbě 2025, dotace SFŽP (70%).
FVE Sokolovna Roštín	Fotovoltaická elektrárna na střeše	30 kWp	2026–2027	Obec Roštín – sokolovna (spotř. ~36 MWh/rok, el. vytápění); plán odklonu části spotřeby na FVE, dotace IROP nebo SFŽP.
FVE Základní škola Roštín	Fotovoltaická elektrárna na střeše	15 kWp	2026–2027	Obec Roštín – škola (spotř. ~3 MWh/rok); FVE připravena – původní SoP propadla, realizace nově s dotací SFŽP (70%).
FVE Mateřská škola Roštín	Fotovoltaická elektrárna na střeše	15 kWp	2026–2027	Obec Roštín – MŠ (spotřeba ~10 MWh/rok); FVE připravena, realizace obdobně jako u ZŠ Roštín s dotací.
Bateriové systémy u členů (pilotní etapa)	Stacionární bateriové úložiště (Li-ion)	≥330 kWh celkem	2026–2028	Postupná instalace akumulace: 90 kWh u Domova v Pačlavicích, 2×20 kWh v Zdoukách, ~100 kWh u G3 s.r.o., ~100 kWh v BEC Roštín. Cíl: pokrýt špičky, zvýšit využití FVE a testovat flexibilitu.

Tab. 4.1: Plánované nové zdroje energie a akumulace v ES Hřibecí hory do roku 2028.
Zdroj: TSP ES HH, zpracování vlastní.

Jak ukazuje tabulka, do konce roku 2028 by mělo být v komunitě ES HH nově instalováno cca 0,25 MWp výkonu v obnovitelných zdrojích (převážně FVE) na obecních objektech, a k tomu pilotní bateriové úložiště o kapacitě přes 130 kWh (90 + 2×20,5) podpořené z dotačních programů. Další ~0,12 MWp ve FVE si paralelně budují ze svých prostředků noví podnikatelští členové (G3 s.r.o., BIOGRUNT s.r.o.). Po započtení těchto soukromých instalací dosáhne celkový instalovaný výkon solárních zdrojů v ES kolem 1 MWp okolo roku 2028. Provoz největší FVE Litenčice (638 kWp) sice až do konce roku 2028 nebude moci být zapojen do režimu sdílení kvůli probíhající provozní podpoře (tzv. zelenému bonusu), nicméně technicky bude FVE připravena a po roce 2029 se stane plnohodnotnou součástí výrobní základny ES. Všechny plánované investice jsou

koncipovány tak, aby na ně bylo možné získat vysokou míru dotace (v průměru ~55 % způsobilých výdajů), což snižuje nutné vložené prostředky obcí a zlepšuje ekonomickou návratnost. Celkové investiční náklady první etapy (obecní zdroje ~248 kWp + baterie) činí dle propočtu ~5,9 mil. Kč (cenová úroveň 2025, bez DPH), z toho fixní provozní náklady těchto zařízení se odhadují na cca 106 tis. Kč ročně (1,8 % CAPEX).

Dopad realizace nových zdrojů do roku 2028 na energetickou bilanci a ekonomiku ES bude významný. Souhrnný instalovaný výkon FVE v komunitě vzroste z výchozích ~768 kWp (stav 2024, včetně FVE Litenčice) na cca 1 016 kWp v roce 2028 – tedy o ~32 %. Roční produkce elektřiny z FVE (potenciální) se zvýší asi ze ~778 MWh na 1 039 MWh, tj. o cca +261 MWh za rok. Pro porovnání, roční spotřeba všech stávajících 15 členů ES činí ~835 MWh (2024). Pokud by veškerá vyrobená elektřina mohla být využita v rámci ES, vzrostl by podíl pokrytí spotřeby místní výrobou z ~93 % na ~124 % (o 31 p. b.). Jinak řečeno, potenciální výroba OZE by již převyšovala potřebu komunity o čtvrtinu. Ve skutečnosti však do plného nasazení akumulace a dynamického řízení nebude možné všechnu solární elektřinu bezezbytku využít – bez vhodných opatření nebo bez rozšíření členské základny i o členy čistě jen na straně spotřeby bez vlastních OZE, by přetoky do distribuční sítě stouply zhruba ze 260 MWh na >380 MWh ročně. To by znamenalo, že značná část výroby by musela být prodána do sítě za relativně nízkou výkupní cenu, což zhoršuje ekonomiku projektu. Je proto zásadní, aby spolu s instalací FVE byla uvedena do provozu i odpovídající akumulační kapacita a aby ES přešel na dynamické (operativní) sdílení elektřiny od roku 2027. Tato opatření dokáží udržet podíl vlastního využití výroby na přijatelné úrovni (dle propočtů se pilotními bateriemi stoupne míra *samospotřeby* z ~24 % na ~30 %) a omezit přetoky na naprosté minimum. V důsledku toho ES maximalizuje finanční přínos instalovaných FVE – elektřina buď přímo nahradí dražší dodávku ze sítě pro některého člena, nebo bude uskladněna a využita později v době potřeby.

Z ekonomického hlediska přinese první vlna investic okamžité i dlouhodobé výhody. Díky virtuálnímu sloučení odběrných míst (viz dále) ušetří členové již od spuštění sdílení v r. 2026 značnou část fixních plateb za jističe a rezervovaný příkon – eliminace duplicitních stálých plateb (15 samostatných OM → 1 virtuální OM) přinese úsporu asi 90 % těchto nákladů (cca 13 000 Kč ročně). Dále, každá kilowatthodina vlastní solární elektřiny spotřebovaná v rámci ES nahradí odběr z distribuce, který by jinak stál v průměru ~4,4 Kč/kWh (silová elektřina ~2,8 Kč + distribuční poplatky ~1,6 Kč). Například využití 261 MWh nové výroby FVE (viz výše) uvnitř ES představuje *teoretickou* hrubou úsporu až kolem 1,15 mil. Kč ročně. Skutečný peněžní efekt bude sice o něco nižší (je třeba odečíst náklady na provoz FVE/BESS a počítat s jistými přebytky do sítě), přesto se finanční bilance ES do roku 2028 znatelně zlepší. Celkové roční výdaje všech členů na elektřinu (silová elektřina + distribuce) by díky opatřením ES mohly klesnout ze stávajících ~3,7 mil. Kč/rok o desítky procent. Největší úspory se očekávají u největších odběratelů – např. podnik G3 s.r.o., jako nový dominantní odběr (~36 % spotřeby ES), ušetří díky levnější komunitní elektřině a optimalizaci tarifu značnou část svých nákladů (řádově statisíce Kč ročně). Podobně obec Pačlavice (domov sociálních služeb) a BEC Roštín, které patří k největším spotřebitelům (dohromady ~35 % spotřeby), výrazně profitují z nasazení vlastních FVE. Dle ekonomické studie se díky uskutečnění navržených opatření

do roku 2028 podaří dosáhnout celkové roční finanční úspory v řádu stovek tisíc Kč, která umožní pokrýt průběžné náklady ES a vytvářet zdroje pro splácení investic.

Kromě investic do zdrojů bude v této fázi realizována též potřebná infrastruktura pro měření a řízení (podrobnosti viz kap. 4.4 níže) a nastaveny procesy pro společný nákup/prodej energie. Harmonogram klíčových kroků počítá např. s podáním žádostí o připojení FVE v Zdounkách (již 02/2025), se statickými posudky střech (Roštín, Pačlavice) v 1. pol. 2026, instalací průběhového měření na všech odběrech nejpozději do 1Q 2026 a samotným spuštěním systému sdílení energie v průběhu roku 2026 (nejprve staticky; po 1. 7. 2026 a zprovoznění EDC bude možné přejít na dynamickou alokaci). Plán rovněž zahrnuje školení členů k obsluze a monitoringu systému a první *revizní „energetický audit“* po cca roce provozu pro doladění nastavení (zejm. zrevidování rezervovaných příkonů/jističů u členů podle reálných dat využití, aby se maximalizovaly úspory). Celkově je první fáze rozvoje koncipována tak, aby do konce roku 2028 byla komunita plně funkční v pilotním rozsahu: všechna plánovaná technická opatření budou implementována, ES bude schopno samostatně sdílet energii mezi svými členy a pokrývat významnou část jejich spotřeby, a budou vytvořeny podmínky pro další rozšiřování společenství.

4.3 Výhled dalšího rozvoje (2028–2035): rozšíření zdrojů a členské základny

Na první etapu rozvoje plynule naváže **druhá fáze (2028–2035)**, v níž se počítá s dalším posilováním výrobní základny ES HH, navyšováním akumulační kapacity a zapojováním nových členů (zejm. rezidentů a případně dalších obcí či podniků v regionu). Tato fáze bude do značné míry záviset na výsledcích pilotního provozu ES v letech 2026–2028 – reálná data o spotřebě, výrobě, flexibilitě a ekonomice umožní upřesnit potenciál rozvoje. Na základě dosavadních podkladů a analýz však technická studie nastínila realistický scénář, jak by mohl ES Hříběcí hory vyrůst do roku 2035:

Rozšíření výrobních zdrojů: Po roce 2030 se plánuje **modernizace (repowering) FVE Litenčice** a instalace dalších fotovoltaických elektráren tak, aby byl využit zbývající potenciál střech a vhodných ploch v území. Podle odhadů je možné na střechy objektů členů (další školy, úřady, kulturní domy v 33 obcích MAS, případně nové firmy či farmy) ještě umístit až ~115 kWp solárních panelů nad rámec již realizovaných FVE. Kromě toho bude ES motivovat rezidenty k instalaci domácích mikro-FVE – v pilotní fázi se zapojily 2 rodinné domy s výkony 9 kWp a 6,4 kWp, do roku 2028 se cílí na zapojení >80 domácností (což odpovídá souhrnnému výkonu až několik set kWp, pokud by průměrná instalace na dům byla 5 kWp). Po roce 2030 lze očekávat další nárůst zapojených domů (např. pokud se rozšíří podpora komunitní energetiky pro občany). *Repowering* FVE Litenčice bude pravděpodobně znamenat technický upgrade elektrárny – po ~15 letech provozu (postavena cca 2010) může investor nahradit panely novými s vyšší účinností nebo rozšířit instalovaný výkon (pokud to dovolí připojovací podmínky na napěťové hladině VN). To by zvýšilo roční výrobu FVE Litenčice nad stávajících ~0,64 GWh. Technická studie předpokládá, že celkový instalovaný výkon OZE v ES (sčítáno FVE na střeše/zemi a případně další zdroje – viz níže) by po těchto krocích mohl přesáhnout 1,4 MW_p. Tomu by odpovídala roční výroba elektřiny v řádu 1,2–1,5 GWh (dle využití zdrojů a skladby OZE),

což jak bylo uvedeno výše, postačuje k pokrytí ~80 % zvýšené spotřeby komunity (viz dále).

Další obnovitelné zdroje a technologie: Vedle fotovoltaiky se uvažuje i o zapojení mikrokogenerace na biomasu v rámci BEC Roštín. Konkrétně je navrhován ORC modul (Organic Rankine Cycle) o elektrickém výkonu ~50 kWe, využívající odpadní teplo stávajícího obecního kotle na biomasu (slámu). Tento ORC zdroj by mohl v topné sezóně (cca říjen–březen) dodávat do ES elektřinu prakticky 24 hodin denně, což by výrazně pomohlo pokrýt zimní základní spotřebu a zlepšit bilanci v období, kdy FVE produkují málo. ORC v BEC by ročně vyrobil odhadem až stovky MWh elektřiny (při 50 kW a využití např. 4000 h/rok až ~200 MWh). Technicky je instalace ORC reálná – BEC Roštín má kotel 4 MW na slámu s trvalým provozem v zimě, kde lze část tepelného výkonu využít k výrobě elektřiny. Ekonomicky by tento projekt závisel na dostupnosti dotace (na inovativní technologie či modernizační fond) a na výkupní ceně elektřiny z biomasy. Nicméně v rámci vize ES se s tímto zdrojem předběžně počítá po roce 2030, aby společně s FVE zajistil diverzifikovaný mix OZE.

Dále se nabízí možnost využít pro výrobu i další zdroje energie specifické pro region. Například případné komunitní větrné elektrárny v území MAS (pokud by se našla vhodná lokalita a místní podpora) – v současné době však studované území Hříběcích hor spíše nemá dobré větrné podmínky a navíc instalace VTE naráží na legislativní a povolená složitosti, proto s větrníky TSP přímo nepočítá. Namísto toho klade důraz na solární zdroje, které jsou modulární a rychle realizovatelné, a na synergii s biomasou (ORC). Zvažuje se také zapojení dalších typů OZE po roce 2030, pokud budou dostupné – např. malé komunální bioplynové stanice (využití bioodpadu) nebo využití odpadního tepla z průmyslu, ovšem tyto možnosti vyžadují detailnější studie a přesahují rámec aktuálního plánu.

Navýšení kapacity akumulace: S rostoucím výkonem OZE bude nutné úměrně rozšířit i kapacitu akumulace, aby si ES udrželo schopnost využívat většinu vyrobené energie a vykrývat špičky spotřeby. Realistický scénář počítá s tím, že po roce 2030 bude komunitní systém bateriových úložišť navýšen z původních ~0,33 MWh na >0,9 MWh celkové kapacity (tj. téměř 1 MWh). Toho může být dosaženo kombinací stacionárních kontejnerových baterií nasazených centrálně (např. u BEC Roštín nebo v některé trafostanici – viz dále kap. 4.5) a decentralizovaných menších baterií u hlavních členů s velkou spotřebou. Již v první etapě se uvažuje o instalaci ~100 kWh baterie u G3 s.r.o. a ~100 kWh u BEC Roštín – tyto baterie by sloužily mj. k poskytování služby regulace (aFRR, mFRR, FCR) ve spolupráci s EMS ES. V další fázi by mohly přibýt větší bateriové celky (např. centrální 500 kWh baterie pro celou komunitu, pokud to ekonomicky bude dávat smysl). Celkově tak ES bude multifunkční akumulační systém, který bude jednak maximalizovat *samospotřebu* vyrobené elektřiny (posunem části doby spotřeby do večerních/nočních hodin), a jednak umožní poskytovat podpůrné služby síti (rychlá regulace frekvence nebo výkonové výpomoci v případě potřeby) – viz též kapitola 4.4 níže.

Rozšíření členské základny a využití přebytků: Jakmile bude k dispozici vysoký výkon OZE (přesahující aktuální spotřebu stávajících členů, viz předchozí kapitola k roku 2028),

otevřít se prostor pro přijetí nových členů do ES bez negativního ovlivnění stávajících. Přebytky výroby mohou být smysluplně využity pro pokrytí spotřeby dalších subjektů, čímž se zároveň rozloží náklady a zvýší přínosy společenství. Po roce 2025 již do ES vstoupilo několik nových členů (Zdounky – KD a DPS; firmy G3 a BIOGRUNT), čímž se skupina rozšířila o komerční sféru a zvýšila se celková spotřeba na ~835 MWh/rok. Další vlnu lze očekávat právě po roce 2026, kdy bude ES plně provozuschopné a bude umět demonstrovat výsledky. Potenciální členové mohou zahrnovat další obce z regionu MAS Hříběcí hory (v území je celkem 33 obcí, zapojeno je zatím 4–5 neaktivnějších), jejich příspěvkové organizace (školy, kulturní domy, osvětlení atd.), případně menší podniky a zemědělce. Dále, jak už bylo zmíněno, se počítá se zapojením desítek domácností – ať už těch, které si samy nainstalují FVE a baterii (ES jim poskytne servis sdružení a vyřízení dotace, např. z programu Nová zelená úsporám Light), nebo i těch bez vlastní FVE (které by mohly čerpat čistou elektřinu od ES za zvýhodněnou cenu, pokud to legislativa umožní). ES HH tak bude postupně škálovat: z původních ~15 odběrných míst v roce 2024 až na desítky (teoreticky i stovky) odběrných míst do roku 2035. Z hlediska bilančního to bude vyžadovat, aby současně rostla i výroba – což je zajištěno výše popsáním plánem investic do OZE. Podle TSP by při zapojení dalších členů zůstala celková roční energetická soběstačnost kolem $\geq 80\%$ (cílová hodnota). To znamená, že komunitě se záměrně ponechává určitý prostor pro růst poptávky – výroba je dimenzována tak, aby pokryla většinu, ale ne nutně 100 % budoucí spotřeby. V praxi je takový stav žádoucí, neboť zamezuje velkým nevyužitým přebytkům (které by jinak musely být prodávány do sítě) a umožňuje průběžně integrovat nové členy či nové spotřeby (např. elektromobily, elektrické vytápění atd.) do systému ES. Pokud by se v budoucnu ukázalo, že výroba opět zaostává za rostoucí spotřebou, může ES zareagovat dalšími investicemi (např. instalace druhé velké FVE v regionu, zapojení větrného zdroje apod.). V rámci strategického plánování se však s takovou situací předběžně počítá až po roce 2035.

Souhrnně lze říci, že navržený rozvojový scénář do roku 2035 zajistí, že ES Hříběcí hory významně posílí svou výrobní kapacitu z OZE (na $>1,4 \text{ MW}_p$) a dosáhne vysoké míry nezávislosti na vnějších dodávkách (min. 80 % pokrytí spotřeby vlastními zdroji). Díky tomu bude společenství schopno generovat stabilní finanční přínosy pro své členy – podle studie roční úspory a výnosy při tomto stavu činí $\geq 0,8$ mil. Kč. Projekt ES se tak v horizontu do 10 let dostane do fáze zralého provozu, kdy kromě splácení investic začne vytvářet čistý zisk (resp. přebytek), jenž bude možné využít na další investice či rozvoj regionu. Podrobnosti ekonomického zhodnocení variant a návratnosti investic jsou předmětem kapitoly 5, zde však lze konstatovat, že i konzervativní scénáře vývoje (např. bez zapojení jednoho z hlavních zdrojů – viz dále) vykazují pozitivní ekonomickou bilanci a relativně krátkou dobu návratnosti kolem 3,5–4 let. To dokládá, že další rozvoj ES HH je nejen technicky realizovatelný, ale i ekonomicky racionální a udržitelný.

4.4 Systém měření, řízení a dynamické sdílení energie

Aby výše popsáný rozvoj zdrojů mohl přinést maximální efekty, je nezbytné vybudovat odpovídající systém řízení, měření a komunikace, který umožní koordinované provozování ES. Již v průběhu první etapy (2024–2026) proto ES investuje do modernizace měřicí infrastruktury a implementace energetického řídicího systému. Cílem je přejít od

dnešního statického modelu sdílení (postaveného na předem stanovených podílech) k **dynamickému sdílení v 15minutovém intervalu**, jakmile to legislativa a technické podmínky dovolí (**od 1. 7. 2026** v souvislosti se zprovozněním **EDC – Energetického datového centra**).

Měření a sběr dat: Všechna odběrná místa zapojená do ES musejí být osazena průběhovými elektroměry typu B s dálkovým odečtem (AMM – Advanced Meter Management) nejpozději do spuštění sdílení. K roku 2024 mělo průběhové měření již 8 z 15 OM (všichni velcí odběratelé a výrobci); u zbývajících (zejm. menší obecní objekty, sokolovna, Biogrunt) proběhne výměna měřidel na měření typu B do 1Q 2026. Distribuční společnost (**EG.D**) tím získá potřebná data pro zúčtování sdílení energie v rámci ES. ES HH zároveň zavede vlastní systém pro **monitoring spotřeby a výroby v reálném čase** – součástí dodávky řídicího systému bude **datová platforma**, která bude agregovat naměřené hodnoty ze všech podružných elektroměrů členů. Předpokládá se instalace **GSM/LTE** komunikačních jednotek (SIM karty) ke každému měřiči; náklady na datovou konektivitu jsou zanedbatelné (řádově desítky korun měsíčně na OM). Dále budou nasazeny měřicí a telemetrické prvky u hlavních zdrojů (FVE, baterie) – střídače FVE poskytnou online údaje o výrobě, BMS baterií o stavu nabití atd. Propojení všech těchto komponent zajistí **centrální řídicí jednotka (EMS – Energy Management System)**, která bude umístěna buď fyzicky u hlavního člena (např. v BEC Roštín) nebo provozována formou služby. Studie navrhuje variantu **kombinace lokálních řídicích prvků** (pro rychlé automatické zásahy – např. omezení přetoku FVE při překročení napěťových limitů) a **centrálního cloud řešení** pro optimalizaci bilance a komunikaci s DSO.

Virtuální odběrné místo a řízení sdílení: Jakmile bude k dispozici požadovaná datová základna, přejde ES HH na model **virtuálního společného odběrného místa**. To znamená, že z pohledu distribuční společnosti bude skupina měřených OM vystupovat jako jeden celek – s jedním společným EAN a jedním souhrnným vyhodnocením přebytků/nedostatků vůči DS v každém zúčtovacím intervalu. Tento přístup (umožněný legislativou Lex OZE II) odstraní duplicitní poplatky a hlavně dovolí **alokovat sdílenou elektřinu dynamicky podle skutečné výroby a spotřeby**. **Od 1. 7. 2026** se předpokládá zprovoznění **EDC (Energetického datového centra)**, které umožní **změnu alokačního klíče každých 15 min** a přechod na dynamickou alokaci.

Příprava přechodu na dynamiku (2025–2026). Před 1. 7. 2026 bude ES HH u vybraných rezidentů nasazovat **pilotní prvky** (chytré bojler/IoT) a provádět **sběr 15 min dat ve statickém režimu** (staticky alokované podíly). **Po 1. 7. 2026** a po zprovoznění **EDC** proběhne **pilot dynamické alokace** na omezeném vzorku; **plné nasazení** dynamiky v rámci všech 15+ OM se předpokládá **od roku 2027**, po stabilizaci datových rozhraní. Prakticky to bude probíhat tak, že každou čtvrt hodinu systém vyhodnotí aktuální výrobu všech FVE a spotřebu všech zapojených OM; pokud výroba převyšuje spotřebu, přidělí se přebyteková elektřina členům podle předem domluveného pravidla (např. poměrem jejich odběru v dané 15min periodě) a přebytek odečte do sítě; pokud naopak výroba nestačí, rozdělí se dostupná elektřina mezi členy opět poměrově a zbytek potřebné energie se dotáhne z distribuční sítě. Takový alokační algoritmus zajistí, že všichni členové budou

spravedlivě profitovat z lokální výroby a současně ponesou adekvátní díl případné nutné dodávky z DS. Dynamické řízení navíc umožní zohlednit i pokročilejší pravidla – např. upřednostnit určitou část akumulace pro kritické odběry, nebo podle aktuální ceny na trhu rozhodovat, zda je výhodnější část elektřiny prodat do sítě či uskladnit (to však bude předmětem další optimalizace). **Bez nasazení dynamického modelu** sdílení by nebylo možné plně využít potenciál OZE – proto je tento krok považován za stěžejní pro ekonomický úspěch ES.

Automatizace a energetický řídicí systém: ES HH zavede **centrální systém řízení (EMS/SCADA)**, který bude automaticky operovat prvky soustavy dle zadaných parametrů. Hlavní funkcí bude **energetický řídicí systém** – tj. dohled nad bilancí výroby/spotřeby a aktivní zásahy do provozu jednotlivých zdrojů nebo zátěží. Například řídicí systém bude automaticky regulovat tok energie z/do baterií podle stavu sítě a předpovědi výroby: při nadbytku solární elektřiny dá pokyn k nabíjení baterií (případně k zapnutí akumulčních spotřebičů, jako jsou smart bojler v domácnostech), naopak při nedostatku energie zajistí řízené vybíjení baterií do sítě, případně aktivuje podpůrný zdroj (např. ORC, pokud je k dispozici tepelná energie v BEC). Systém bude rovněž moci **komunikovat s dispečinkem DSO** – v případě neočekávaných stavů (např. hrozící přetížení nebo podpětí v síti VN) může DSO zaslat signál a EMS ES podle toho upraví výrobu (např. dočasně omezí výkon FVE) nebo spotřebu. Tyto funkcionality spadají do konceptu **flexibilního řízení a agregace výkonu**, se kterým projekt počítá od počátku. Součástí implementace bude i vyřešení **komunikace v reálném čase** – pravděpodobně kombinace lokální bezdrátové sítě (např. WiFi/Lora) pro objekty v jedné obci a mobilního připojení pro vzdálenější členy; všechny prvky budou propojeny do **cloudové platformy EMS**.

Provozní model EMS a role Operátora ES jako služby

Cíl: zajistit spolehlivý provoz měření, řízení a zúčtování sdílení (vč. napojení na **EDC/DSO**) s garantovanou dostupností a kyberbezpečností. ES HH zvažuje **dva rovnocenné provozní modely**, které jsou vzájemně kompatibilní a **nemění parametry** navazujících kapitol ESP:

(A) In-house EMS – provoz EMS ve správě ES (HW/SW, cloud/on-prem), dohled **8×5/24×7** dle potřeby, rozvoj integrací (EDC, DSO, agregátor flexibility).

Výhody: plná kontrola nad daty a algoritmy, flexibilní customizace.

Nevýhody: nároky na interní kompetence a řízení SLA.

(B) Operátor ES jako služba (outsourcing) – zajištění **EMS** externím dodavatelem na základě **SLA** (dostupnost, reakční doby, kyberbezpečnost, evidence incidentů, reporting KPI, kompatibilita s **EDC/DSO** a rozhraní pro agregátory flexibility). **Výhody:** rychlý go-live, nižší personální nároky, garantované SLA.

Nevýhody: závislost na dodavateli, smluvní řízení změn.

Kritéria volby (TCO + SLA). Finální volba modelu proběhne ve výběrovém řízení na základě **celkových nákladů vlastnictví (TCO)**, požadovaných **SLA** a **škálovatelnosti** (pilot → plný rozsah, flexibilita). V obou modelech zůstává **vlastnictví dat** u ES, dodavatel

je **zpracovatelem** dle smlouvy; přístupová práva a kyberbezpečnost jsou nastaveny v souladu s politikou ES.

Rozpočtové dopady. Model **(B)** konsoliduje licenční a provozní náklady do paušálu; model **(A)** účtuje licence/hosting/dohled odděleně. V obou případech se **OPEX** drží ve **stejném řádu**, jak je uvedeno níže a reflektováno v kap. 5 (CBA); **CAPEX** zůstává beze změny. Volba modelu **neovlivňuje** harmonogram ani ekonomické závěry ESP – mění pouze **provozní uspořádání** (SLA vs. interní kapacity).

Provozní náklady systému řízení nebudou výrazné – dle odhadu TSP se zvýší ostatní náklady ES jen o jednotky tisíc Kč ročně (např. za **SIM karty** a údržbu datové brány ~2 000 Kč/rok, drobné administrativní poplatky ~1 000 Kč/rok). Hlavní položkou budou **licenční poplatky** za software EMS (pokud nepůjde o open-source řešení) a případně **odměna agregátorovi**, pokud by ES využilo služeb komerčního agregátora flexibility. Vzhledem k úsporám, které inteligentní řízení přinese, jsou však tyto náklady **zanedbatelné** – celkem ostatní provozní náklady ES představují jen asi **0,6 %** ročních výdajů na elektřinu. Investice do měření a řízení (AMM, IoT prvky atd.) mají **velmi krátkou návratnost** – např. nasazení průběhových měřidel a optimalizace jističů zkrátí payback období projektu ES o měsíce. Proto je doporučeno neodkládat tyto prvky a ideálně je implementovat souběžně se spuštěním samotného sdílení. (Pozn.: Volba provozního modelu – in-house vs. Operátor ES jako služba – **nemění** výše uvedené rozpočtové rámce: v outsourcingu se licenční a dohledové položky **konsolidují** do SLA; celkový OPEX EMS **zůstává v plánovaném rozpětí** a je již promítnut do kap. 5.)

Zapojení do energetických trhů a služeb: Jakmile bude infrastruktura ES funkční, otevírá se možnost získat dodatečné příjmy poskytováním služeb pro elektrizační soustavu. ES HH plánuje agregovat **flexibilitu spotřeby a akumulace** svých členů a nabídnout ji vybranému nezávislému agregátorovi flexibility v rámci mechanismů demand-response a podpůrných služeb. Zejména bateriové systémy (o kapacitě stovek kWh) a řízené zátěže (bojlery, nabíječky apod.) mohou sloužit k regulaci frekvence, vykrývání špiček nebo k poskytování rychlé zálohy. Například společnost G3 s.r.o. bude vybavena 100 kWh baterií a nabídne pružné řízení spotřeby – ta by mohla být využita pro službu **aFRR, mFRR a FRC** (automatická a manuální regulace výkonové rezervy), pokud ES uzavře smlouvu s agregátorem či přímo s ČEPS. Podobně přebytky z FVE v letních poledních hodinách nemusí být „zadarmo“ odvedeny do sítě, ale mohou být za úplatu poskytnuty jako **negativní výkonová rezerva** (dispečerský odběr). Tyto možnosti dnes teprve vznikají a závisí na detailních podmínkách trhu a IT řešeních – v rámci této studie je uvádíme jako perspektivní směr, nikoli jako jistý příjem. Nicméně strategickým záměrem ES je **být připraven na budoucí tržní modely** – proto volí flexibilní a otevřený řídicí systém, který v případě potřeby umožní zavést virtuální elektrárnu či vnitřní obchodní model. Již nyní ES zvažuje interní **virtuální trh s elektřinou** (viz dále 4.5), který členy motivuje k aktivnímu řízení spotřeby dle výroby. Takový model lze do budoucna propojit i s reálným trhem – např. vyhodnocovat cenu přebytkové elektřiny dle aktuálních cenových signálů z německé burzy atd. ES HH tak do budoucna může fungovat částečně i jako místní

energetický subjekt na trhu, čímž se členům nabídnou další výhody oproti pasivnímu postavení běžných zákazníků.

Zajištění kybernetické bezpečnosti a spolehlivosti: S digitalizací řízení souvisí také nutnost zajistit bezpečný a spolehlivý provoz IT infrastruktury. ES HH při implementaci systému řízení dbá na splnění standardů kybernetické bezpečnosti – veškerá komunikace dat bude šifrována, přístup do řídicích rozhraní bude omezen na autorizované osoby a klíčové prvky budou mít redundantní ochrany (záložní kanály, failsafe režimy apod.). V případě výpadku komunikace či řídicí jednotky přejde systém do přednastaveného bezpečného stavu (např. FVE sníží výkon na technické minimum, baterie se odpojí nebo pracují autonomně dle lokálních měřítek). Tyto aspekty jsou detailně řešeny v technické studii proveditelnosti (hodnocení proveditelnosti a rizik) – z pohledu ekonomického je důležité, že případné riziko selhání řízení je nízké a nemělo by ohrozit finanční stabilitu projektu. Závěrem lze konstatovat, že navržený systém měření a řízení je dostatečně robustní a připraven na budoucí rozšiřování ES (jak počtu členů, tak instalovaného výkonu) – má modulární architekturu a lze jej škálovat navýšením počtu měřicích bodů a výkonu datového centra.

4.5 Úprava ekonomického modelu a cenotvorby po roce 2026

S rostoucím rozsahem aktivit ES HH a měnícími se podmínkami na energetickém trhu bude nutné upravit stávající ekonomický model fungování společenství. V počáteční fázi (2024–2026) byl model nastaven relativně jednoduše: členové se dohodli na rozdělení investičních nákladů a budoucích úspor na základě fixních poměrů odpovídajících jejich spotřebám (statický klíč), přičemž vnitřní cena sdílené elektřiny byla předběžně stanovena jednotně pro všechny. Tento přístup byl nutný, protože chyběla detailní data a dynamické řízení ještě nebylo legislativně možné. Po spuštění ES a získání reálných zkušeností (od roku 2027 dále) však nastane čas model aktualizovat.

Hlavní zásady úpravy ekonomického modelu po roce 2026 jsou navrženy takto:

- **Spravedlivé rozdělení nákladů a výnosů:** Nový model cenotvorby musí zajistit, že žádný člen nebude dlouhodobě dotovat ostatní ani naopak neparazitovat na společných zdrojích. To znamená, že vnitřní ceny za odebranou či dodanou elektřinu v rámci ES by měly odrážet individuální profil člena. Např. člen, který spotřebovává hlavně ve večerních hodinách (kdy ES musí nakupovat drahou elektřinu z distribuce), by měl platit vyšší jednotkovou cenu než člen, který dokáže větší část své spotřeby pokrýt v době poledního slunečního maxima. Jednotná cena pro všechny kWh sdílené elektřiny by totiž mohla vést k nežádoucím křížovým dotacím – ti „flexibilnější“ by dotovali členy s nepříznivým průběhem spotřeby. ES se proto přikloní k principu *alokace nákladů podle příčiny* (cost-causality), což je férovější pro všechny zúčastněné.
- **Motivace k aktivnímu chování:** Nový model má rovněž podpořit motivaci členů řídit svou spotřebu a výrobu tak, aby to pro komunitu bylo přínosné. To úzce souvisí s předchozím bodem – členové by měli být finančně odměněni, pokud například přesunou spotřebu do doby, kdy svítí slunce a je přebytek elektřiny (tedy pomohou

využít OZE a sníží nutnost prodeje přetoků do sítě). Naopak členové, kteří odebírají zejména v časech nedostatku (večerní špičky, zimní období bez výroby), by měli platit více, aby pokryli náklad na nakoupenou elektřinu z DS. Zvažuje se zavedení dynamické cenotvorby formou jakéhosi *virtuálního vnitřního trhu*: v každém 15min intervalu by EMS stanovil interní „tržní“ cenu na základě poměru výroby a poptávky v ES – při přebytku OZE by cena elektřiny pro členy klesla (až třeba k 0 Kč/kWh, pokud by jinak elektřina odtékala do sítě), při nedostatku by naopak stoupla (limitovaná však cenou nákupu z DS). Členové, kteří dokážou svou spotřebu flexibilně přesunout do levnějších intervalů, tím ušetří; naopak ti, co setrvávají u spotřeby ve drahých intervalech, zaplatí více. Tento vnitřní trh by simuloval reálné cenové signály a zajistil optimální využití zdrojů z pohledu celé komunity. Realizace takového systému by však byla poměrně komplexní a vyžadovala shodu všech členů. Studie jej proto uvádí zatím jen jako možnost budoucího vývoje, zatímco pro nejbližší období (2027–2030) navrhuje spíše víceetapňovou tarifní strukturu – např. dvojí ceny: *nízký tarif* pro spotřebu v době přebytků OZE a *vysoký tarif* pro spotřebu v době, kdy ES nakupuje z DS. Toto rozlišení samo o sobě pobídne členy k žádoucímu chování (podobně jako dnes NT/VN motivuje k odběru v noci). Konkrétní výše těchto tarifů bude odvozena od reálných dat – EMS umožní simulovat dopady různých variant a členská schůze následně zvolí optimální model.

- **Fondy a reinvestice:** ES HH jakožto neziskový spolek bude nakládat s případným ziskem (resp. úsporami) transparentně a v souladu se stanovami. Již nyní je v zásadách fungování ES HH počítáno s tím, že vytvořený přebytek nepůjde na přímé vyplacení členům, ale primárně do fondů ES – například provozní fond na údržbu a obnovu zařízení, investiční fond na financování dalších projektů a případně fond členských výhod na podporu komunitních aktivit. Návrh ekonomického modelu proto počítá s určením procentuálního rozdělení zisku do těchto oblastí (např. X % do nových investic – rozšíření kapacit stávajících FVE či úplně nové projekty; Y % na aktivity naplňující ekonomické, environmentální a sociální potřeby členů – podpora místního rozvoje, dobročinné projekty apod.). Současně bude pamatováno na to, aby využití zisku bylo v souladu s legislativními omezeními pro ES i s vlastními stanovami spolku (ty nedovolují rozdělovat zisk mezi členy, ale umožňují jej využít ve prospěch cílů sdružení). Předpokládá se, že detailní model rozdělení přebytků bude vypracován a schválen členskou schůzí těsně před tím, než ES začne generovat výraznější kladné cash-flow (tj. cca 2028–2030). Prozatím byl vytvořen rámcový *model nakládání se ziskem* – viz kapitola 6 této studie – který stanoví obecné priority (expanze OZE, rozvoj ES, podpora členů a regionu) a limituje případnou výplatu zisku jen na formy slučitelné s těmito prioritami.
- **Finanční stabilita a dlouhodobá udržitelnost:** Upravený ekonomický model musí zajistit, že ES bude schopno pokrýt všechny své náklady (provoz řídicího systému, poplatky EDC, servis zdrojů atd.) a zároveň vytvářet rezervy pro budoucí obnovu investic. Tomu napomůže již zmíněná tvorba fondů. Dále bude nastaven systém odpisů velkých technologických celků – např. fotovoltaické panely a baterie mají

životnost ~15–20 let, takže ES by mělo ročně ukládat poměrnou část jejich pořizovací ceny do fondu obnovy, aby po skončení životnosti mohlo pořídit náhradu. Tyto odpisy budou zahrnuty do vnitřních plateb členů (členové tak vlastně „splácejí“ zařízení, která jim šetří náklady). Nicméně díky dotačním podporám je vstupní investice nižší, takže i odpisy zatíží členy méně, než kolik jinak platí distributorovi či obchodníkovi. Finanční analýza variant (kap. 5) ukazuje, že i při započtení všech rezerv zůstávají náklady na energii v ES nižší než při individuálním odběru. Model vnitřní cenotvorby bude navržen dostatečně flexibilní, aby reagoval na případné změny externích podmínek – např. růst cen na trhu nebo změny regulace se mohou promítnout do aktualizace vnitřních tarifů, úpravy výše odpisů či příspěvků do fondů apod. Cílem je dlouhodobá finanční stabilita ES a současně poskytování co nejvýhodnějších cen energie pro členy oproti standardnímu stavu (mimo ES).

- **Participativní rozhodování:** Veškeré změny cenotvorby a ekonomických pravidel budou podléhat schválení členy ES (dle stanov spolek rozhoduje demokraticky). Před zavedením nového cenového modelu proto proběhne důkladné seznámení členů s možnými variantami a jejich dopady – k tomu využije ES data z EMS, která umožní nasimulovat, jak by různí členové dopadli při různých nastaveních. Očekává se, že první taková revize proběhne po cca roce ostrého provozu (2027), kdy už budou k dispozici detailní 15minutové profily. Výsledná nová vnitřní pravidla (tarify, platby, rozdělení zisku atd.) budou zakotvena v aktualizovaných vnitřních předpisech spolku a budou transparentní pro všechny členy. Tím ES zajistí maximální akceptaci ze strany členů a předcházení případným sporům.

Stručně řečeno, ES HH se připravuje na přechod od investiční fáze do fáze provozně-ekonomické po roce 2026. V této nové fázi bude kladen důraz na efektivitu, spravedlnost a udržitelnost vnitřního ekonomického uspořádání. Členové, kteří aktivně spolupracují (řídí svou spotřebu podle výroby, poskytují flexibilitu), budou spravedlivě odměněni, zatímco generované úspory budou využity pro společné cíle nebo reinvestice. Takový model zajistí, že ES může dlouhodobě fungovat ke spokojenosti všech zúčastněných a plnit své poslání (levnější čistá energie pro členy, rozvoj OZE v regionu, podpora komunitních iniciativ). Výsledný návrh ekonomického modelu (po projednání a schválení členskou schůzí) bude klíčovým výstupem této studie – blíže je rozpracován v kap. 6.

4.6 Alternativní scénář a řízení rizik (varianta bez FVE Litenčice)

Z analýzy proveditelnosti vyplývá, že jedním z nejdůležitějších prvků budoucího rozvoje ES HH je plné zapojení velké fotovoltaické elektrárny v Litenčicích (638 kWp) po roce 2029. Tento zdroj představuje více než polovinu celkového výkonu OZE, se kterým se v roce 2030 počítá, a jeho výroba je zásadní pro dosažení cílové ~80% soběstačnosti. Nicméně existují rizika spojená s tímto projektem, a proto byla zpracována i varianta scénáře, v níž FVE Litenčice nebude k dispozici (tzv. *scénář bez Litenčic*). Důvodem může být například to, že provozovatel FVE se nakonec nerozhodne po roce 2029 do ES připojit, nebo technické či administrativní překážky (např. prodloužení podpory, což je však velmi nepravděpodobné či změna legislativy) znemožní sdílení její výroby i po 2029. ES HH by

v takovém případě muselo svůj rozvoj přizpůsobit – chybějící výkon 0,64 MWp by bylo třeba nahradit jinými opatřeními, případně smířit se s nižší mírou soběstačnosti.

Dopady absence FVE Litenčice byly vyhodnoceny v TSP v každé dílčí části analýzy. Z krátkodobého hlediska (2024–2029) je situace daná – FVE je tak jako tak dočasně vyňata ze sdílení kvůli probíhajícímu zelenému bonusu, takže ES si musí poradit i bez ní. To se promítá např. do výsledků bilance: v období 2024–2028 bude potenciální pokrytí spotřeby OZE jen ~50–70 % (namísto 93–124 % uvedených výše) a většina výroby připadne na menší FVE. Bateriová akumulace bude během prvních let využita hlavně ke snižování špiček a maximalizaci využití těchto menších FVE, zatímco FVE Litenčice bude do 2029 vyrábět jen pro vlastní (prozatím izolovanou) spotřebu svého provozovatele. ES tak v počáteční fázi reálně pojede v módu „bez Litenčic“ – s tímto scénářem jsou proto návrhy plně kompatibilní. Po roce 2029 ovšem nastává otázka, zda se FVE Litenčice zapojí. Pokud ano (což je předpoklad hlavního scénáře), rapidně vzroste dostupná výroba a ES může realizovat všechny strategické cíle ($\geq 80\%$ soběstačnost, finanční přínos min. 0,8 mil. Kč/rok apod.). Pokud ne, musí ES zvážit alternativní opatření:

- **Náhrada výkonu jinými FVE:** Komunita by mohla zareagovat urychleným budováním dalších menších elektráren na jiných místech. Např. ve variantě bez Litenčic by bylo žádoucí využít maximum střešního potenciálu v regionu – oněch zmiňovaných ≤ 115 kWp rezervy na obecních objektech, případně postavit náhradní pozemní FVE menšího rozsahu (např. 200–300 kWp) na jiném vhodném pozemku. Dále by se kladl ještě větší důraz na zapojení *rezidentských FVE*: pokud by se podařilo připojit více než plánovaných 80 domů (např. 150–200 domovních mikroFVE ~ 1 –3 kWp v průměru), získala by ES dalších třeba 0,3 MWp výkonu. Tato decentralizovaná cesta je ale organizačně náročná a výsledek nejistý (zájem obyvatel, financování atd.).
- **Využití výkonu FVE Litenčice nepřímo:** Pokud by překážkou byly právní/dotační podmínky sdílení, mohla by existovat možnost zachovat FVE Litenčice mimo ES a využívat její výrobu formou obchodního vztahu – např. uzavřít s majitelem smlouvu o **virtuální PPA** (Power Purchase Agreement) nebo výkupu elektřiny do ES přes obchodníka. Komunita by tedy FVE nevlastnila, ale mohla by od ní levně nakupovat zelenou elektřinu, kterou by pak sdílela mezi členy (fakticky by se simuloval obdobný stav jako při přímém sdílení). Tato varianta by však byla administrativně složitější a pravděpodobně méně výhodná (obchodník by si vzal marži). Přesto stojí za zmínku jako pojistka, kdyby legislativa ES nepřála.
- **Akcent na úspory a hospodárnost:** V situaci s menším množstvím dostupné OZE by ES samozřejmě hledalo i cesty, jak snížit potřeby svých členů. Ještě více by se zdůraznila opatření na úspory energie – zateplení budov, výměna spotřebičů za úsporné, inteligentní řízení vytápění a osvětlení apod. Již v první etapě byla navržena některá opatření pro úsporu (viz TSP kapitola 3.4.8) – např. instalace LED osvětlení, optimalizace provozních režimů kotlů atd. Ty by v případě nutnosti nabraly na důležitosti. Dále by ES kladlo důraz na optimalizaci tarifů a jističů všech členů – toto je ostatně snadno realizovatelný zdroj úspor (> 18 tis. Kč/rok úspora za

optimalizaci jističů dle TSP). Celkově by se tak snížila poptávka, kterou je třeba krýt.

Technicko-ekonomická analýza ukázala, že varianta *bez Litenčic* má samozřejmě nižší přínosy, ale projekt ES je stále životaschopný a má smysl jej realizovat. Například doba návratnosti investic se oproti hlavní variantě prodlouží, ale jen na cca 3,5–4 roky (stále velmi krátká návratnost). Úspory a výnosy jsou nižší, ovšem díky dotacím, úsporám na jističích a cenným zkušenostem s řízením komunity zůstává i konzervativní scénář ekonomicky v plusu. To dává členům jistotu, že i kdyby nenastala optimální konstelace, ES bude pro ně přínosné.

Samozřejmě, strategickým doporučením je maximálně podpořit realizaci hlavní varianty – tj. plné zapojení FVE Litenčice po roce 2029. ES pro to udělá vše potřebné: průběžně komunikuje s majitelem elektrárny (firma Energosolaris s.r.o., je dokonce jedním ze zakládajících členů spolku), sladí technické standardy připojení, a zejména zajistí, aby budovaný systém řízení a infrastruktura byly připraveny FVE okamžitě integrovat, jakmile to právně půjde. Již nyní je FVE Litenčice deklarována jako hlavní strategický zdroj v žádosti OES HH o dotaci u SFŽP – čímž se dává najevo závazek s ní počítat. Pro případný konflikt zájmů (např. provozovatel FVE by po 2029 požadoval příliš vysokou cenu za sdílení své elektřiny) má ES páky v podobě možností jít do zmíněných alternativ (postavit jiné FVE, odkoupit FVE Litenčice apod.). Riziko, že by společenství přišlo o tuto elektrárnu nastalo, je tedy nízké – i v nejhorším případě by ES našlo cesty, jak se s tím vyrovnat, aniž by členové tratili.

Další rizika rozvoje ES a jejich mitigace jsou rozebrány podrobně v kapitole 7 (SWOT a analýza citlivosti). Zde jen shrňme, že mezi hlavní vnější hrozby patří např. nestabilita cen energií na trzích, změny dotačních podmínek, případné regulační zásahy státu do modelu komunitní energetiky, nebo technická omezení ze strany distributora (limit připojování nových zdrojů apod.). ES HH tato rizika průběžně sleduje a hodnotí varianty postupu. Například proti riziku růstu cen je dílem imunní (vyšší ceny silové elektřiny na trhu naopak zlepšují relativní přínos vlastních OZE), a tam, kde ne (např. růst úrokových sazeb prodávající úvěry), plánuje využívat zajištění v podobě fixací či konzervativnějšího financování. Citlivostní analýza provedená v kapitole 5 ukazuje, že projekt je robustní – i při nepříznivých odchylkách parametrů (cena elektřiny -20 %, CAPEX +20 % atd.) si zachovává kladnou čistou současnou hodnotu a přijatelnou návratnost. ES se tedy může s důvěrou pustit do realizace navržených opatření s vědomím, že má dostatečné rezervy, a současně má připraveny alternativní plány pro případ neočekávaného vývoje.

4.7 Doporučení a závěr k návrhové části

Na základě výše uvedených návrhů a analýz lze formulovat závěrečná doporučení pro další postup rozvoje ES Hříběcí hory:

- **Realizovat navržené investice I. etapy (2025–2028) bez odkladu** – zejména instalace střešních FVE na veřejných budovách (cca 248 kWp) a pilotní baterie (~130 kWh) by měly být spuštěny co nejdříve, ideálně do konce roku 2025 (část zdrojů) resp. 2026/27 (zbytek). Tím ES rychle dosáhne prvních úspor a získá cenné

provozní zkušenosti. Využít maximálně dostupné dotace (SFŽP, Modernizační fond) k zajištění 60–70% spolufinancování projektů.

- **Spustit systém sdílení energie v rámci ES k 1. 1. 2026** (případně co nejdříve poté) – zorganizovat všechny potřebné kroky (instalace měřidel typ B, registrace ES do EDC, uzavření smluv s agregátorem flexibility a obchodníkem) tak, aby již od roku 2026 mohli členové reálně čerpat sdílenou elektřinu a šetřit na nákladech. Pro první rok použít jednoduchý statický alokační klíč a jednotnou vnitřní cenu, současně však připravovat podmínky pro přechod na dynamické sdílení od 7/2026 (pilotní testy, školení členů).
- **Implementovat EMS a přejít na dynamické řízení (2026/27)** – dokončit výběr a instalaci řídicího systému (včetně potřebného hardware) nejpozději do poloviny 2026 tak, aby byl dostatek času na testovací provoz. Od 07/2026, kdy bude dostupné rozhraní EDC, zahájit ostrý provoz dynamického sdílení. Průběžně ladit parametry řízení (prioritizace nabíjení baterií, spouštění flexibilních zátěží, řízení exportů) na základě skutečných dat a preferencí členů.
- **Integrovat FVE Litence do ES ihned po ukončení zeleného bonusu (2029)** – již v roce 2028 připravit všechny smluvní a technické náležitosti, aby počínaje rokem 2029 mohla být tato elektrárna zahrnuta do sdílení. Jde o klíčový milník, od něž se odvíjí dosažení >80% soběstačnosti. Ve stejném období (2028–2030) realizovat repowering FVE (pokud bude v plánu) a případné navýšení jejího výkonu v rámci možností připojení.
- **Zahájit projekty II. etapy (po 2030) dle vývoje** – na základě vyhodnocení provozu do 2028 rozhodnout o investicích do dalších OZE a akumulace. Doporučuje se počítat s instalací ORC 50 kWe v BEC Roštín okolo r. 2030 (pokud se potvrdí ekonomická efektivnost) a dále s budováním dalších FVE tak, aby se celkový výkon blížil 1,4 MWp do 2035. Zároveň aktivně rozšiřovat členskou základnu o domácnosti a nové obce – cíl >50 domácností do 2028, >100 do 2035, případně 10–20 nových obcí do 2030. Tomu přizpůsobovat kapacitu zdrojů (tj. při vstupu většího odběratele ihned plánovat odpovídající nový zdroj, aby si ES zachovalo vysoký podíl OZE).
- **Průběžně revidovat ekonomický model a smluvní ujednání** – v letech 2027–2028 provést detailní analýzu naměřených dat a připravit návrh nové cenové politiky ES (dle zásad v kap. 4.5). Do 2029 projednat se členy a uvést do praxe upravený model (víceúrovňové tarify nebo vnitřní trh, zavedení fondů atd.). Následně každoročně vyhodnocovat klíčové ukazatele: podíl OZE (%), celkové náklady vs. úspory (Kč), zisk/přebytek ES (Kč), spokojenost členů apod. Tyto **KPI** monitorovat aspoň 1× ročně a případně upravovat provozní a finanční strategii.

Závěrem lze konstatovat, že návrhová část studie potvrdila reálný potenciál dalšího rozvoje ES Hříběcí hory. Navržený soubor opatření – rozšíření obnovitelných zdrojů, nasazení akumulace, moderní systém řízení a evoluce ekonomického modelu – vytváří dohromady ucelený plán, jak z počátečního pilotního projektu vybudovat plnohodnotné

energetické společenství přinášející dlouhodobé ekonomické, ekologické i sociální přínosy. Pečlivým naplánováním kroků (včetně alternativních scénářů) se minimalizovala rizika spojená s nejistotami vývoje.

Celkové doporučení tedy zní: přistoupit k realizaci popsaných návrhů bez odkladu, neboť analýzy prokázaly, že ES HH má vysokou pravděpodobnost úspěšné implementace a udržitelného provozu. V další kapitole jsou detailně kvantifikovány náklady a přínosy navržených variant v rámci ekonomické studie proveditelnosti a posouzena návratnost investice z hlediska finančních ukazatelů. Z hlediska koncepčního však již nyní lze uzavřít, že existuje reálný ekonomický potenciál pro vznik, fungování a rozvoj ES Hříběcí hory v rozsahu nastíněném touto návrhovou částí. Společenství je nastaveno tak, aby dokázalo pružně reagovat na budoucí výzvy a pokračovat v rozvoji k prospěchu svých členů i celého regionu.

5. Analýza nákladů a přínosů po dobu životnosti investic

5.1 Definice variant projektu (nulová varianta vs. investiční varianta)

Podstata projektu a výběr varianty: Předmětem hodnocení je vznik **energetického společenství Hříběcí hory (ES HH)** a jeho provoz po celou dobu ekonomické životnosti plánovaných investic. Analyzovány jsou dvě základní varianty: **Variantou 0 (nulovou)** je zachování stávajícího stavu, kdy ES nevznikne – členové pokračují v individuálních dodávkách energie z distribuční sítě a případných vlastních malých OZE, bez možnosti sdílení či koordinace. **Variantou I (investiční)** je naopak realizace projektu ES podle navrženého technického řešení, tj. založení společenství a postupná implementace všech plánovaných opatření. Tato investiční varianta byla na základě technicko-ekonomických analýz vyhodnocena jako optimální a dále detailně hodnocena z ekonomického hlediska.

Struktura beneficentů: Přínosy investiční varianty plynou především přímým členům ES HH – tedy zapojeným obcím (obecním úřadům), příspěvkovým organizacím (školy), místním firmám a domácnostem, kteří budou moci odebírat levnější sdílenou elektřinu a podílet se na výnosech společenství. Nepřímo bude profitovat i širší komunita obyvatel v regionu díky zvýšené energetické soběstačnosti, stabilizaci cen energií a environmentálním přínosům (využití obnovitelných zdrojů namísto fosilních paliv, snížení emisí).

Nulová vs. investiční varianta – rozdíly: V nulové variantě by nadále veškerá spotřeba ~835 MWh/rok členů ES byla pokrývána nákupem elektřiny z distribuční sítě za tržní ceny. Nevyužil by se potenciál sdílení místně vyrobené energie, což znamená, že existující i budoucí lokální obnovitelné zdroje by buď nebyly vůbec instalovány, nebo by jejich výroba byla nadále z velké části dodávána do sítě s minimálním efektem pro místní spotřebitele. V investiční variantě naopak dochází k postupnému nasazení nových fotovoltaických elektráren (FVE) na střechách veřejných budov (školy, kulturní domy) a využití stávajících zdrojů (zejména velká pozemní FVE Litenčice o výkonu 638 kWp) v kombinaci s bateriovými úložišti a chytrým řízením spotřeby. Po spuštění dynamického sdílení

(plánováno od roku 2027) bude možné maximalizovat využití lokálně vyrobené elektřiny v okruhu ES a minimalizovat přetoky do distribuční sítě. Tím se zásadně snižuje potřeba nákupu elektřiny zvenčí – v návrhovém stavu (po realizaci investic) pokryjí obnovitelné zdroje ES ročně >90 % potřeby členů. Naproti tomu v nulové variantě by podíl krytí spotřeby vlastními zdroji zůstal minimální (jen jednotky procent z důvodu několika málo existujících malých FVE).

Součástí investiční varianty je rovněž implementace řídicího a monitorovacího systému pro agregaci a rozdělení vyrobené elektřiny členům (tzv. energetický management systému EMS) a využití inovativních obchodních modelů – např. prodej komunitních přebytků prostřednictvím PPA smlouvy či zapojení do poskytování podpůrných služeb (flexibility) provozovateli sítě. Tyto prvky v nulové variantě vůbec nevzniknou.

Na základě koordinované technické i ekonomické analýzy byla zvolena investiční varianta jakožto preferovaná, neboť přináší členům ES výrazné úspory nákladů na energie a dodatečné příjmy, které v součtu převyšují vynaložené investiční i provozní náklady. Dále uvedená analýza nákladů a přínosů detailně kvantifikuje ekonomické výsledky této varianty (v porovnání s nulovou). Současně jsou diskutovány i dílčí scénáře (např. odložené zapojení FVE Litenčice do sdílení) a citlivost výsledků na změny klíčových parametrů.

5.2 Investiční náklady (CAPEX) a financování projektu

Investiční varianta zahrnuje několik fází realizace v letech 2025–2029, během nichž budou instalovány nové výrobní a akumulční kapacity. Tabulka 5-1 uvádí přehled plánovaných investic do fotovoltaických elektráren (FVE) v rámci ES HH a Tabulka 5-2 navazující investice do bateriových úložišť (BESS). U každé položky je uveden instalovaný výkon/kapacita, odhad specifických nákladů, celkové investiční výdaje (bez DPH) a předpokládaný zdroj financování.

Tabulka 5-1: Plánované investice do fotovoltaických zdrojů (cenová úroveň 2025, bez DPH)

Objekt (lokalita)	Instal. výkon FVE [kWp]	Specifický CAPEX [Kč/kWp]	Investice celkem [mil. Kč]	Předpokl. dotace/zdroj financí
ZŠ Roštín (střešní FVE)	15 kWp	26 000	0,39	SFŽP – Komunitní energetika (70 %)
MŠ Roštín (střešní FVE)	15 kWp	26 000	0,39	SFŽP – Komunitní energetika (70 %)
Sokolovna Roštín (FVE)	30 kWp	24 000	0,72	IROP / vlastní zdroje obce
Kulturní dům Pačlavice (FVE)	50 kWp	23 000	1,15	SFŽP – Komunitní energetika (65 %)
Obec Pačlavice (areál + FVE)	99 kWp (s BESS 90 kWh)	23 000	2,28	SFŽP – Komunitní energetika (65 %)

Objekt (lokalita)	Instal. výkon FVE [kWp]	Specifický CAPEX [Kč/kWp]	Investice celkem [mil. Kč]	Předpokl. dotace/zdroj financí
KD Zdounky (střešní FVE)	19,7 kWp (+ BESS 20 kWh)	24 000	0,47	SFŽP – Komunitní energetika (70 %)
DPS Zdounky (střešní FVE)	19,7 kWp (+ BESS 20 kWh)	24 000	0,47	SFŽP – Komunitní energetika (70 %)
Celkem nové FVE (2025–26)	≈ 248 kWp	–	≈ 5,9 mil. Kč	Průměrná dotace ~67 % z CAPEX

Pozn.: U položek označených „s BESS“ jsou souběžně instalovány baterie – uvedeny zvlášť v Tab. 5-2. Specifické náklady FVE zahrnují kompletní dodávku na klíč (panely, střídače, nosné konstrukce, elektroinstalace aj.) včetně nezbytných distribučních přípojek.

Tabulka 5-2: Plánované investice do akumulace (bateriové systémy) 2025–2029

Lokalita / Bateriový systém	Kapacita [kWh]	Výkon [kW]	Specifický CAPEX [Kč/kWh]	Investice [mil. Kč]	Předpokl. financování
Obec Zdounky – 2× baterie Voltsmile V10 (KD + DPS) (2025)	2× 20,5 = 41 kWh	2× 10 kW	11 500	0,24 + 0,24 = 0,48	SFŽP – Komunitní energetika + vlastní kapitál
Obec Pačlavice – komunitní BESS (2026)	90 kWh	65 kW	12 500	1,13	SFŽP – Komunitní energetika (dotace 65 %)
Firma G3 Těšánky – kontejnerová BESS (2027)	100 kWh	100 kW	11 000	1,10	Vlastní kapitál firmy + Modernizační fond RES+ (50 %)
BEC Roštín – BESS modul I (2028)	200 kWh	100 kW	9 800	1,96	Modernizační fond RES+ (50 %)
Trafostanice FVE Litenčice – BESS modul II (> 2029)	500 kWh	250 kW	8 500	4,25	Komerční úvěr + EFRR dotace (40 %)
Celkem BESS 2025–2029	≈ 931 kWh	<i>(součet výkonů není směrodatný)</i>	–	≈ 8,9 mil. Kč	Průměrná dotace ~50–60 % z CAPEX

Pozn.: Uvedené investiční částky nezahrnují DPH a počítají s cenami roku 2025. Náklady zahrnují kompletní dodávku technologie včetně řídicího systému, chlazení/vytápění kontejnerů, protipožární ochrany a lokálního EMS. S rostoucí velikostí projektů klesá jednotkový investiční náklad (z ~11 500 Kč/kWh u nejmenších baterií k ~8 500 Kč/kWh u největší). Díky dotačním programům je však skutečně **efektivní nákladové zatížení**

projektu nižší – při započtení dotací vychází například u pilotních baterií **dotovaná cena uskladnění pod 2,5 Kč/kWh** uložené energie.

Harmonogram a financování: Investice budou rozloženy do několika etap tak, aby navazovaly na možnosti dotační podpory a technickou připravenost členů ES. V roce 2025 dojde k instalaci prvních dvou menších baterií (Voltsmile V10 ve Zdounkách, 2×20,5 kWh) – tyto pilotní baterie budou hrazeny dotací SFŽP a vlastních zdrojů. Současně budou připraveny projekty střešních FVE v Roštíně (škola, školka, sokolovna) a ve Zdounkách (DPS, KD), které získaly podporu z SFŽP Komunitní energetika (s 65–70% mírou dotace). V březnu 2026 se plánuje uvedení do provozu komunitní baterie 90 kWh v Pačlavicích jako povinné součásti projektu SFŽP; spolu s ní bude instalována nová obecní FVE 99 kWp v Pačlavicích. Dále v roce 2027 přibude firemní kontejnerová baterie 100 kWh v areálu G3 Těšanky (tento prvek si vyžádá spolufinancování ze strany firmy, přičemž 50 % investice pokryje dotační program RES+). V roce 2028 je plánováno rozšíření akumulace o modul I – baterii 200 kWh u BEC Roštín (rovněž za podpory programu RES+). Po roce 2029 (pravděpodobně kolem 2030–2031) se počítá s nasazením modulu II – velkokapacitní baterie 500 kWh u trafostanice FVE Litenčice, která bude financována kombinací komerčního úvěru a případné evropské dotace (EFRR ~40 %).

Stávající velká FVE Litenčice (638 kWp) byla postavena již v roce 2009, a jelikož do konce 2029 pobírá provozní podporu (zelený bonus), nebude do ES plně integrována dříve než od roku 2030. Pro účely ekonomického hodnocení se proto počítá s variantou, že do roku 2029 funguje ES bez příspěvku FVE Litenčice a teprve od roku 2030 je tento zdroj zapojen do sdílení naplno. Tímto krokem po skončení podpory dojde k výraznému skokovému zlepšení bilance ES (viz dále). V horizontu životnosti projektu (cca do 2040) se navíc plánuje modernizace a repowering FVE Litenčice – po ~20 letech provozu bude pravděpodobně nutná výměna měničů a obnova technologicky zastaralých FV panelů za modernější, výkonnější s vyšší efektivitou, což zvýší její účinnost a výkon. Po takovém repoweringu může reálně dojít na stejné ploše FV panelů až o zdvojnásobení výkonu celé FVE. Tyto náklady (řádově jednotky mil. Kč okolo roku 2031) již nejsou zahrnuty v Tab. 5-1, neboť představují samostatný investiční záměr majitele FVE Litenčice; z hlediska ES HH však znamenají udržení vysoké výroby i po roce 2030.

Z výše uvedeného plyne, že financování investiční varianty bude kombinací dotačních prostředků, vlastních zdrojů členů ES a komerčního úvěru. Dotační zdroje (KOMUNERG, Modernizační fond, IROP apod.) pokryjí významnou část počátečních investic – u menších obecních FVE až 70 %, u bateriových systémů typicky 50 % nákladů. Vlastní kapitál vloží zejména obec Zdounky a Pačlavice (nepodporované části KOMUNERG projektů), dále firma G3 (50 % své baterie) a spolek ES HH (např. z členských vkladů, pokud bude potřeba dorovnat nedotované položky). Komerční úvěr je plánován zejména na financování velké baterie u FVE Litenčice (~2,5 mil. Kč) a případně k překlenutí přechodného období let 2026–2029, pokud by provoz ES v těchto letech negeneroval dostatečný cash-flow (viz § 5.3 a 5.4 níže). Podle technické studie se uvažuje, že v letech před rokem 2030 může spolek ES využít přechodný provozní úvěr nebo grant k zajištění

finanční stability, s výhledem splacení po roce 2030, kdy zapojením FVE Litenčice začne projekt generovat významné přebytky pro sdílení se členy ES HH na straně spotřeby.

5.3 Provozní náklady (OPEX) a provozní přínosy projektu

Provozní náklady během životnosti

OPEX energetických zdrojů: Provozní náklady nově budovaných obnovitelných zdrojů a akumulátorů jsou relativně nízké. U fotovoltaických elektráren se počítá zejména s náklady na údržbu, čištění panelů, revize a pojištění – v souhrnu cca 1,5–2 % z investičních nákladů ročně. Pro nově instalované obecní FVE o celkovém výkonu ~248 kWp to představuje zhruba 106 tis. Kč/rok na servis a údržbu. Velká FVE Litenčice má o něco vyšší absolutní provozní náklady (údržba rozlehlého pole, revize VN trafostanice apod.) – odhadem kolem 200 tis. Kč/rok. Celkově tak po zapojení všech FVE do ES budou fixní provozní náklady zdrojů v řádu stovek tisíc Kč ročně (cca 0,2–0,3 mil. Kč).

Bateriová úložiště mají provozní náklady tvořené především monitorovacím a řídicím software (licenční poplatek) a údržbou/výměnou bateriových modulů po životnosti. Licenční poplatek pro energetický management baterií činí cca 10 Kč na instalovanou 1 kWh kapacity ročně. Například pro pilotní baterii 90 kWh v Pačlavicích to znamená jen 900 Kč/rok, pro celou plánovanou kapacitu ~330 kWh do r. 2028 asi 3 300 Kč/rok a po rozšíření na 931 kWh (s modulem II) ~9 300 Kč/rok. Náklady na servis baterií (preventivní kontroly, případná výměna vadných článků, klimatizace kontejnerů apod.) se odhadují cca 1–2 % z pořizovací ceny ročně. Pro baterie instalované do 2028 (CAPEX ~4,7 mil. Kč) to odpovídá ~60–90 tis. Kč/rok; po rozšíření na plných 931 kWh (CAPEX ~8,9 mil. Kč) asi ~110 tis. Kč/rok. Tyto variabilní náklady jsou ve srovnání s energetickými přínosy zanedbatelné – například již samotné snížení odchylek a optimální řízení spotřeby ušetří ES odhadem kolem 0,5 mil. Kč/rok, tedy řádově více, než stojí veškerý provoz baterií.

Administrativní a ostatní náklady ES: Kromě výše uvedených přímých nákladů na provoz FVE a baterií ponese spolek ES určité režijní náklady na svou činnost. Patří sem zejména poplatky za datové přenosy a IT služby související s EMS, odměna odpovědnému zástupci (energetikovi) za správu a monitoring provozu, účetnictví spolku apod. Tyto náklady lze odhadnout v desítkách tisíc Kč ročně. Jelikož ES HH bude zpočátku fungovat na neziskovém principu (veškeré přebytky budou reinvestovány do rozvoje nebo údržby), neuvažují se žádné daňové odvody ze zisku ani tvorba zisku pro členy v prvních letech provozu. Předpokládá se, že režie chodu ES bude plně hrazena z úspor a výnosů ES – již samotné optimalizační opatření jako řízení odchylek či rezervované kapacity přinese ročně úspory v řádu stovek tisíc, což pokryje náklady na měření a správu.

Přínosy a úspory investiční varianty

Hlavními ekonomickými přínosy ES jsou: (a) úspora nákladů na nákup elektřiny z veřejné sítě díky nahrazení části spotřeby levnější komunitní elektřinou z vlastních FVE, a (b) aktivní příjmy ES z prodeje přebytečné vyrobené elektřiny a poskytování podpůrných služeb (flexibility). Níže kvantifikujeme oba tyto efekty v časovém horizontu.

- **Úspora nákupu silové elektřiny:** V investiční variantě členové ES ušetří peníze tím, že část elektřiny, kterou by jinak museli nakoupit od distribuční společnosti za plnou cenu, pokryjí dodávkami z vlastních FVE v rámci komunitního sdílení. Každá **1 MWh „komunitní elektřiny“** tak nahrazuje nákup ze sítě; pro výpočet úspor se uvažuje referenční cena silové elektřiny cca 4,4 Kč/kWh. Například v roce 2028 (po realizaci většiny investic kromě FVE Litenčice) se očekává lokální výroba kolem 1 039 MWh/rok, což pokryje ~124 % spotřeby současných členů ES HH. Bez akumulace by ovšem ~385 MWh připadalo na přetoky do sítě, avšak díky instalaci baterií (~330 kWh do 2028) se podaří zvýšit podíl vlastní spotřeby z 24 % na ~30 %. To odpovídá **snížení nákupu elektřiny o ~260 MWh ročně** již v roce 2028. Při ceně ~4,4 Kč/kWh to představuje hrubou úsporu cca **1,1 mil. Kč/rok**. Skutečně vykázaná finanční úspora byla v technické studii mírně konzervativněji odhadnuta na **~0,75 mil. Kč/rok v roce 2028** (variantě s Modul I), což zohledňuje časové posuny výroby a spotřeby a cenu části přebytků prodaných externě. Po roce 2030, kdy se do ES zapojí FVE Litenčice, vzroste roční úspora nákupů asi na **340 MWh/rok** (odpovídá ~0,9 mil. Kč při 4,4 Kč/kWh). Jinak řečeno, s FVE Litenčice bude ES schopno pokrýt většinu své spotřeby lokálně a **členové ES zaplatí za nakupovanou elektřinu z DS výrazně méně** než v nulové variantě.
- **Příjmy z prodeje přebytků (PPA marže) a flexibility:** Druhou složkou přínosů jsou **tržby ES** dosažené prodejem nevyužité elektřiny a poskytováním regulačních služeb. V modelu ES HH se předpokládá, že nespotřebované **přetoky FVE** budou agregovány a prodávány obchodnímu partnerovi (např. formou PPA – Power Purchase Agreement) za výhodnějších podmínek, než jaké by získal individuální malovýrobce. Podle dohody s agregátorem by spolek ES získával **provizi ~1,60 Kč za každou kWh** komunitní dodávky do sítě. Dále, baterie ES mohou být částečně využity pro **poskytování služeb výkonové rovnováhy** (např. výkonová rezerva v rámci produktu mFRR) a za to získat odměnu. Technická studie odhaduje, že využití baterií na 25–60 % kapacity pro tyto služby by mohlo generovat v horizontu 2030+ **řádově 1,5 mil. Kč ročně** pro ES (při plném zapojení agregátora). V počátečních letech budou tyto aktivní příjmy nižší: v roce 2026 cca 0,35 mil. Kč, v roce 2028 ~0,6 mil. Kč. Po integraci FVE Litenčice a navýšení kapacity baterií lze v letech 2030+ očekávat stabilizaci příjmů na úrovni **~1,5 mil. Kč/rok**.

Celkový **čistý roční přínos** ES HH (součet úspor nákupu a aktivních příjmů) tak podle výpočtů postupně roste z nižších stovek tisíc Kč v počáteční fázi k několika milionům Kč po dokončení investic. Technická studie uvádí následující odhad vývoje (pro roky 2024–2029, bez DPH):

- **2024:** 0 Kč (projekt ještě nezahájen, sdílení startuje od 2026).
- **2025:** **~0,64 mil. Kč** čistého přínosu (úspory + příjmy), při provozu prvních menších FVE a baterií.
- **2026:** **~1,08 mil. Kč** (je spuštěno komunitní sdílení, přínos roste).
- **2027:** **~1,34 mil. Kč**.

- **2028: ~1,60 mil. Kč** (bez Litenčic; se zapojenými Litenčicemi by to bylo ~2,68 mil. Kč).
- **2029: ~1,70 mil. Kč** (bez LIT; se zapojením LIT hypoteticky ~2,76 mil. Kč).

Uvedená čísla potvrzují, že **do roku 2029** (kdy není započítána FVE Litenčice) generuje projekt ES jen relativně omezený provozní přebytek – např. v r. 2028 čistý přínos ~1,6 mil. Kč/rok oproti stávajícímu stavu. Důvodem je, že absence velkého zdroje omezuje dosažitelné úspory; malá fotovoltaika a úvodní opatření sice přinášejí *znatelné* zlepšení, ale plný potenciál komunitní energetiky se projeví až po začlenění FVE Litenčice. Naopak **od roku 2030** dojde ke skokovému nárůstu přínosů. Po připojení Litenčic a dokončení akumulacních kapacit stoupne čistý roční přínos ES na **2,5–3 mil. Kč** a po roce 2032 se stabilizuje okolo **~3,5 mil. Kč ročně** čistého přebytku. Tyto přebytky jsou dostatečné k pokrytí veškerých provozních nákladů ES, splácení případných úvěrů (zejména na modul II BESS) i financování dalších rozvojových kroků. Jinými slovy, investiční varianta se z dlouhodobého hlediska vyplatí a po zajištění systému generuje významnou pozitivní cash-flow.

Je však nutné zdůraznit časové hledisko: Během prvních ~4 let provozu (2026–2029) bude finanční přínos ES spíše menší a projekt nebude vytvářet výraznější provozní zisk. V této přechodné fázi členové ES zaplatí za elektřinu jen o málo méně než ve stávajícím stavu – úspory díky malým FVE a optimalizaci jsou reálné, ale relativně malé. Návratnost investice jako celku se tím pádem oddálí až do období po roce 2030. Pro ES to znamená nutnost pečlivého finančního plánování v počátečních letech a případné zajištění překlenovacího financování. Studie doporučuje v letech 2026–2029 využít dočasný provozní úvěr či grant, který pokryje případný nedostatek hotovosti, s tím že po 2030 (po zapojení Litenčic) bude možné tento úvěr rychle splatit z nově vzniklých přebytků. Tímto opatřením se zajistí finanční stabilita ES v počáteční fázi. Po překlenutí tohoto období už projekt začne generovat trvalé kladné saldo > 3 mil. Kč/rok, což plně potvrdí ekonomickou smysluplnost celého záměru.

5.4 Výpočet ekonomických ukazatelů (diskont, NPV, IRR, doba návratnosti)

Diskontní sazba a metodika výpočtu

Pro celkové posouzení ekonomické efektivnosti investiční varianty I byly spočítány standardní kritériální ukazatele, zejména Čistá současná hodnota (NPV) a Vnitřní výnosové procento (IRR). Výpočet vychází z rozdílu peněžních toků investiční varianty a varianty nulové (tedy čistých přínosů projektu) v čase, diskontovaných na současnou hodnotu. Finanční toky uvažují reálné ceny (bez vlivu inflace) a započtení investičních dotací v roce uvedení dané technologie do provozu. Jelikož ES bude fungovat jako neziskový spolek, neuvažují se odpisy ani daně ze zisku. Ekonomická životnost projektu je stanovena na cca 18 let (2024–2041), aby zahrнула celý předpokládaný životní cyklus instalovaných FVE (min. do 2040) i baterií (část baterií může být po ~15 letech obnovena/upgradována, v analýze není zvlášť zohledněno, předpokládá se pokračování provozu s náhradou modulů). Pro výpočet NPV byl použit diskont 6 % p.a. (reálný), což odpovídá přibližně diskontní sazbě doporučené pro veřejné projekty tohoto typu a mírně

převyšuje interní požadavek obcí na rentabilitu (5 %). Pro ověření citlivosti byly testovány i varianty s diskontem 5 % a 7 % (viz dále).

Čistá současná hodnota (NPV)

Na základě kumulace diskontovaných cash-flow investiční varianty vychází čistá současná hodnota projektu kladná. Při diskontu 6 % je odhadovaná NPV v nižších desítkách milionů Kč (řádově +15 až +25 mil. Kč). Tento výsledek znamená, že projekt vygeneruje za dobu životnosti vyšší hodnotu (v podobě úspor a výnosů) než kolik činí veškeré vynaložené náklady, a to i po zohlednění časové hodnoty peněz. Podmínka $NPV > 0$ je tedy pohodlně splněna, což potvrzuje ekonomickou rentabilitu investiční varianty – investice se z pohledu celku ES jednoznačně vyplatí.

Klíčovým faktorem ovlivňujícím NPV je zapojení FVE Litenčice po roce 2029. Pokud by tento strategický zdroj nebyl do ES integrován vůbec (či jeho připojení bylo výrazně odloženo), celková NPV projektu by se dramaticky snížila. Ve scénáři bez FVE Litenčice by ES muselo vystačit jen s menšími zdroji (ostatní střechy, menší baterie), což by vedlo k podstatně nižším ročním přínosům (viz § 5.6). Výsledná NPV takového konzervativního scénáře by se pohybovala pravděpodobně kolem nuly nebo jen mírně v kladných číslech (závisí na cenách elektřiny a míře dotací). Naproti tomu investiční varianta s plným zapojením Litenčic generuje výrazně vyšší současnou hodnotu. To podtrhuje význam velkého zdroje pro ekonomiku ES HH – jeho zapojení činí projekt vysoce přínosným.

Vnitřní výnosové procento (IRR)

Vnitřní výnosové procento projektu, vypočtené z téhož peněžního toku (při reálných cenách a započtení dotací), dosahuje cca 10–12 %. Tento IRR převyšuje zvolenou diskontní sazbu 6 % i interní požadavek investora (5 %), a potvrzuje tak ekonomickou efektivitu investice. Dosažená hodnota indikátoru IRR je sice nižší než u některých komerčních investic do OZE (kde díky větším úsporám z rozsahu lze dosahovat 15 % i více), avšak překračuje obvyklý výnos municipálních projektů. Pro obce a místní stakeholdery (kteří kladou důraz spíše na bezpečnost a dlouhodobou udržitelnost než na maximalizaci zisku) je $IRR > 9 \%$ považováno za dostatečné investiční kritérium. Z toho pohledu ES HH splňuje požadavky – projekt je nastaven tak, aby byl finančně atraktivní i pro partnery z řad obcí a menších firem.

Je vhodné zdůraznit, že výpočet IRR v sobě zohledňuje i přechodnou fázi s nižšími přínosy do roku 2029. Jak již bylo popsáno, v prvních ~4 letech je cash-flow projektu velmi slabé, poté výrazně roste. Tato dynamika sráží celkové IRR na konzervativnější úroveň kolem 10 %. Po roce 2030 už samotné dodatečné investice (např. modul II baterie financovaný dluhem) vykazují mimořádně rychlou návratnost – vnitřní výnos v řádu desítek procent a prostou návratnost ~3 roky, čemuž napomáhá skutečnost, že po zapojení Litenčic vzniká každý rok velký provozní přebytek použitelný ke splácení. Celkově lze IRR ~10–12 % p.a. u projektu ES HH hodnotit jako velmi dobrý výsledek vzhledem k nízkému rizikovému profilu (jde o projekt podporovaný veřejným sektorem, s garantovanou poptávkou ze strany členů ES). Projekt by tedy byl zajímavý i pro čistě komerční investory; pro municipality a členy ES má pak atraktivitu jednoznačnou.

Doba návratnosti investice

Prostá doba návratnosti (simple payback period) investiční varianty – tedy doba, za kterou kumulativní přínosy vyrovnají vynaložené investiční náklady – vychází přibližně 8–9 let. Při zahájení investic v roce 2025 to znamená návratnost okolo roku 2033. Tato relativně delší doba je důsledkem již zmíněné skutečnosti, že v prvních letech je projekt jen mírně ziskový a větší cash-flow přichází až po roce 2030. Ještě v roce 2029 je kumulativní saldo projektu kolem nuly (resp. mírně kladné), teprve zapojení Litenčic a související příjmy v letech 2030–2032 posouvají projekt do jednoznačně pozitivních čísel. Z hlediska diskontované doby návratnosti (tj. se zohledněním 6 % diskonta) vychází návratnost kolem 12–13 let, což opět splňuje standardní akceptační kritéria pro veřejné projekty (obvykle požadavek, aby diskontovaná návratnost byla kratší než životnost projektu – v našem případě je horizont hodnocení 18 let, takže 12 let je bezpečně pod touto hranicí).

Shrňme-li výsledky hlavních ukazatelů:

- **Čistá současná hodnota (NPV):** kladná, řádově +20 mil. Kč (6 % diskont). ⇒ **Projekt je ekonomicky rentabilní (NPV > 0).**
- **Vnitřní výnosové procento (IRR):** ~10–12 % (reálné). ⇒ **IRR převyšuje diskont i požadovanou míru výnosnosti.**
- **Prostá návratnost:** ~8–9 let; **Diskontovaná návratnost:** ~12 let. ⇒ **Návratnost během životnosti, investice se vrátí s rezervou.**

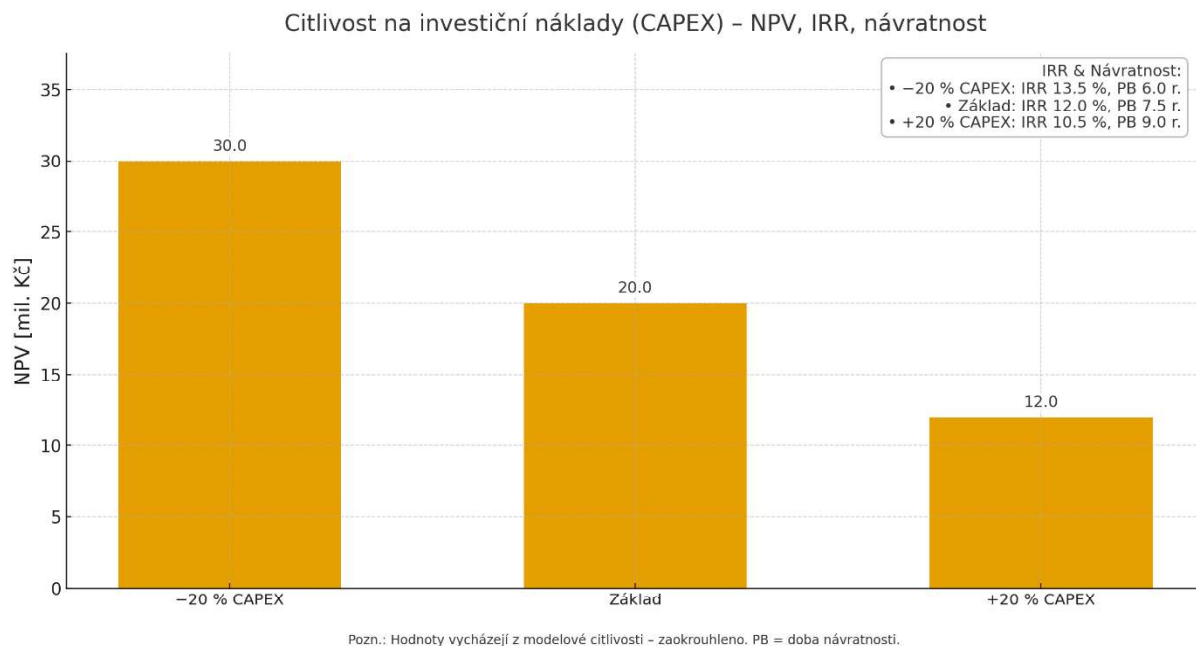
Celkové hodnocení tedy potvrzuje, že investiční varianta ES Hřiběcí hory je ekonomicky životaschopná a přináší čisté pozitivní efekty. Všechny sledované ukazatele splňují požadovaná kritéria přijatelnosti s v rezervou.

5.5 Analýza citlivosti

Vybrané parametry a předpoklady ekonomického modelu byly podrobeny citlivostní analýze, aby se ověřilo, jak změna těchto parametrů ovlivní ekonomickou proveditelnost projektu. Analyzovány byly zejména: (a) výše investičních nákladů (CAPEX), (b) jednotková cena elektřiny (prodejní i nákupní) a (c) míra dotační podpory. Dále byl posouzen scénář trvalého nezačlenění FVE Litenčice do ES (viz § 5.6 níže).

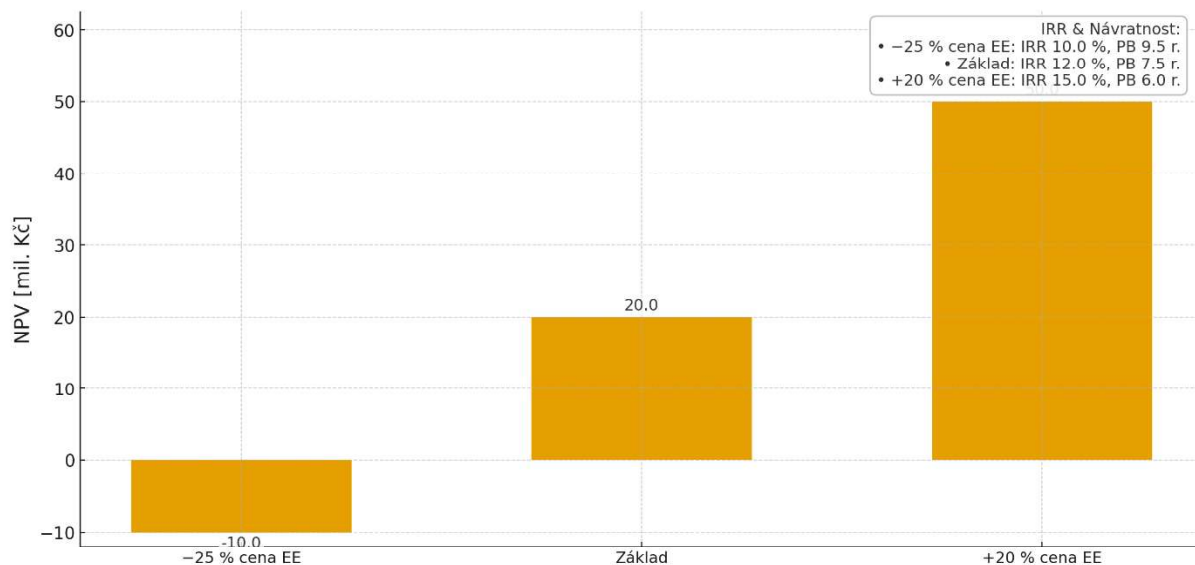
Změna investičních nákladů: Základní kalkulace vychází z odhadu CAPEX v cenové úrovni 2025. Pokud by se skutečné realizační náklady odchýlily, projeví se to na ekonomických ukazatelích. Pro modelovou citlivost byla zvolena varianta +20 % CAPEX (tj. všechny investice by stály o pětinu více) a varianta –20 % CAPEX (úspora nákladů). Výsledek ukazuje, že projekt není příliš citlivý na středně velké změny CAPEX: zvýšení investic o 20 % by snížilo NPV zhruba o 5–8 mil. Kč (při 6 % diskontu), což by stále ponechalo NPV v kladných číslech kolem +10 mil. Kč. IRR by kleslo pouze mírně (asi o 1–1,5 procentního bodu) a návratnost by se prodloužila o necelé 2 roky. Naopak, pokud by se podařilo realizovat investice o 20 % levněji, NPV by stoupla možná až k +30 mil. Kč a IRR ke 13–14 %. Vzhledem k tomu, že do kalkulací jsou zahrnuty bezpečnostní rezervy (např. pro baterie byly použity spíše vyšší jednotkové ceny a nepočítá se se zlevněním

technologie v čase), je riziko výrazného překročení rozpočtu malé. Projekt tedy zůstává rentabilní i při mírném nárůstu nákladů – citlivost na CAPEX není kritická.



Citlivost na cenu elektřiny: Významným faktorem je budoucí vývoj cen silové elektřiny. V základním scénáři se uvažuje *střední* trajektorie – krátkodobě stagnace či mírný pokles z vysokých hodnot let 2022–23, dlouhodobě cena ~4–5 Kč/kWh v reálném vyjádření. Pro citlivostní analýzu byl testován pesimistický případ poklesu cen elektřiny o 20–25 % oproti výchozímu předpokladu (např. průměrná dlouhodobá cena pouze ~3,3 Kč/kWh místo 4,4 Kč). Nižší cena elektřiny ovlivňuje úspory ES (levnější nakupovaná elektřina = menší absolutní úspora z každé ušetřené kWh) i tržby z přetoků (nižší PPA cena). Výpočty ukazují, že při poklesu cen o 25 % by se celkový čistý efekt ES v roce 2032 snížil zhruba ze 3,5 mil. na ~3,1 mil. Kč/rok. NPV by klesla asi o 20–30 mil. Kč (např. z +20 mil. na cca -10 mil. Kč při 6 % diskontu) a IRR projektu by se snížilo o ~2 procentní body. Přesto by projekt zůstal víceméně na hranici rentability (NPV mírně nad nebo pod nulou). To znamená, že ekonomická proveditelnost ES HH je do jisté míry závislá na udržení alespoň středních cen elektřiny – pokud by elektřina byla v budoucnu velmi levná, finanční přínosy projektu se zmenší. Na druhou stranu je třeba uvážit, že právě při poklesu cen elektřiny by význam ES narostl v jiných aspektech (posílení energetické nezávislosti, ekologický přínos), a navíc nízké ceny nejsou dlouhodobě příliš pravděpodobné vzhledem k plánovanému růstu poptávky a nákladům na dekarbonizaci energetiky. V opačném směru, pokud by ceny elektřiny naopak rostly nad očekávání (např. trvale > 5 Kč/kWh), došlo by k výraznému zlepšení ekonomiky ES – NPV by narostla o desítky mil. Kč a IRR by se posunulo k 15 % či výše, neboť každá ušetřená a prodaná kWh by měla větší hodnotu.

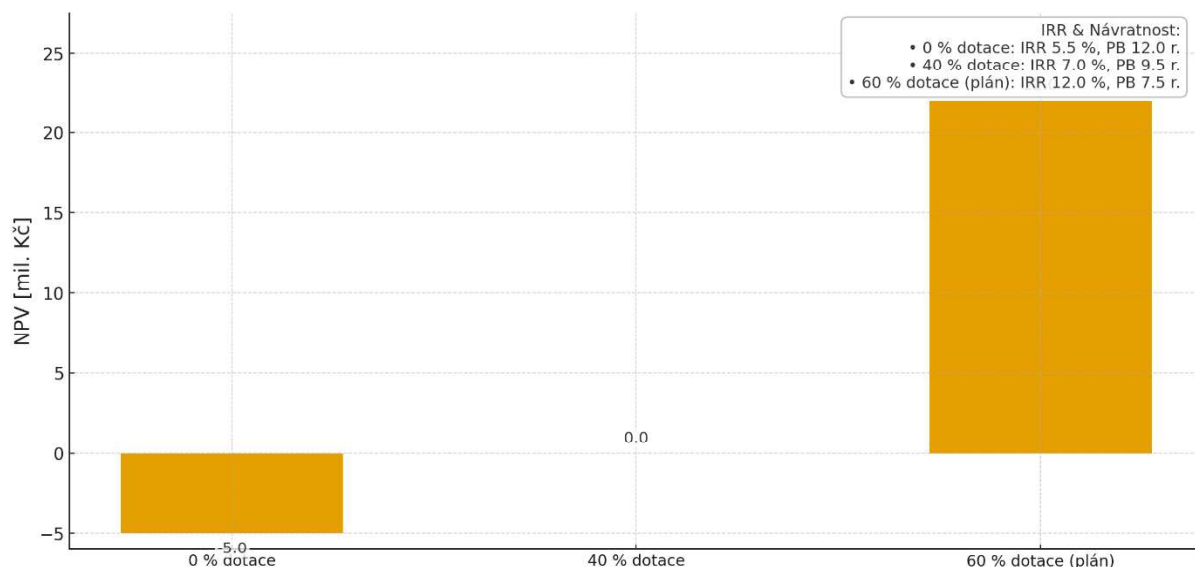
Citlivost na cenu silové elektřiny – NPV, IRR, návratnost



Pozn.: Hodnoty vycházejí z modelové citlivosti – zaokrouhleno. PB = doba návratnosti.

Citlivost na míru dotace: Výpočty předpokládají získání dotací v uvedené výši (viz Tab. 5-1 a 5-2, průměrně ~60 % dotace na investice). Pro posouzení významu dotací byly analyzovány scénáře 0 % dotace (tedy veškeré investice by hradilo ES z vlastních/úvěrových zdrojů) a nižší dotace 40 % (což je výrazné snížení podpory oproti plánu). Výsledky pochopitelně ukazují, že dotační podpora je pro projekt velmi důležitá. V extrémním případě nulových dotací by NPV projektu při 6 % diskontu klesla k nule či lehce do záporu (odhadem -5 až 0 mil. Kč), při 5 % diskontu by byla kolem nuly. IRR by v takovém případě kleslo pod hranici diskontu (~5–6 %), tedy projekt by se stal finančně nevýhodným nebo jen na hraně. To je logické, neboť bez dotací by počáteční investice ~15 mil. Kč musela být kryta celá z budoucích úspor, které by to sotva pokryly. Scénář se 40% dotací (místo 60 %) vychází jako hraniční – NPV při 6 % by byla velmi nízká, blízko nule (v závislosti na dalších okolnostech ±0 mil. Kč). Projekt by tedy stále splnil podmínku $NPV > 0$ při 5 % diskontu, ale prakticky by neobsahoval žádnou rezervu z hlediska ekonomické návratnosti. Naopak při zachování plánovaných ~60 % dotací je NPV výrazně kladná a projekt má vysokou odolnost. Z toho plyne, že realizace ES HH je ekonomicky opodstatněná zejména za předpokladu dostupnosti dotační podpory z programů na komunitní energetiku. Pokud by dotace nebyly získány, bylo by nutné projekt přehodnotit nebo zmenšit jeho rozsah (případně hledat jiné způsoby zajištění návratnosti, např. zvýšeným zapojením komerčních partnerů či navýšením členských příspěvků).

Citlivost na míru dotace – NPV, IRR, návratnost



Pozn.: Hodnoty vycházejí z modelové citlivosti – zaokrouhleno. PB = doba návratnosti.

Shrnutí citlivostní analýzy: Projekt ES Hříběcí hory vykazuje solidní ekonomickou návratnost v základním scénáři a udrží si přijatelnou efektivnost i při středně nepříznivých odchylkách parametrů. Nejcitlivějším faktorem je výše dosažené dotace a dlouhodobní cena elektřiny. V případě kombinace nejhorších možných okolností (nulová dotace, nízké ceny elektřiny, +20 % CAPEX) by ekonomika projektu výrazně utrpěla – návratnost by se protáhla k ~15 letům a NPV by klesla k nule či lehce pod (při 6 % diskontu). Taková kombinace je však nepravděpodobná. Při opačné kombinaci příznivých faktorů (vysoké ceny, úspora CAPEX, plná dotace) by naopak NPV dosáhla mnohem vyšších hodnot a projekt by byl extrémně výhodný. Reálně lze očekávat výsledek někde mezi těmito extrémy – provedená analýza ukazuje, že i pokud nastanou dílčí nepříznivé vlivy, projekt zůstane ekonomicky únosný (byť s menší rezervou). ES HH tedy má určitou robustnost vůči rizikům. Samozřejmě, v případě výraznějších změn podmínek (např. legislativních zásahů do tarifů, extrémních výkyvů cen) by bylo nutné ekonomický model aktualizovat a průběžně vyhodnocovat.

5.6 Hodnocení varianty bez FVE Litenčice a srovnání s hlavní variantou

Jak již bylo naznačeno, jedním z klíčových rizik projektu ES Hříběcí hory je odklad nebo neuskutečnění integrace fotovoltaické elektrárny Litenčice do společenství. Tato FVE o výkonu 638 kWp je největším zdrojem v regionu a byla od počátku zamýšlena jako strategická součást ES. Kvůli administrativním omezením (čerpání zeleného bonusu do 12/2029) však **ES počítá s provozem bez Litenčic až do roku 2029**. Pokud by po roce 2029 nastaly komplikace a Litenčice by nebyly začleněny ani poté (např. by nedošlo k dohodě s majitelem zdroje, nebo by technicky nebylo možné její energii sdílet), musel by projekt fungovat dlouhodobě bez tohoto velkého zdroje. Technická studie se takovému scénáři věnovala v části SWOT analýzy a variantního hodnocení. Pro ekonomickou studii je vhodné jej rovněž posoudit, neboť má zásadní dopad na finanční výsledky ES.

Scénář „bez Litenčic“ (trvale): V tomto případě by i po roce 2030 zůstalo výrobní portfolio ES omezeno na menší střešní FVE (souhrnný výkon cca 400 kWp) a případné další nové zdroje, které by se musely postavit jako náhrada. Lze uvažovat, že spolek ES by v takové situaci usiloval o alternativní rozvoj – např. instalaci dalších obecních FVE na zbývajících vhodných střechách, případně výstavbu menší komunitní fotovoltaické farmy jinde (pokud by bylo reálné získat pozemky a povolení). Přesto by i při optimistickém rozvoji bylo obtížné dosáhnout výrobní kapacity, kterou by nahradila výkon Litenčic (téměř 0,7 MWp). Řádově by bylo možné dostat se třeba na 0,8–1,0 MWp celkového výkonu (součet všech menších FVE), ale s rozptýlenými zdroji, což by vyžadovalo značné dodatečné investice a koordinaci.

Z ekonomického hlediska by scénář bez Litenčic znamenal: nižší roční úspory i příjmy pro ES v porovnání s hlavní variantou. Jak bylo vyčísleno v technické části, roční čistý přínos ES do 2029 byl bez Litenčic ~1,6 mil. Kč, zatímco s Litenčicemi by býval ~2,5 mil. Kč. Tento rozdíl ~0,9 mil. Kč/rok by pokračoval i v dalších letech, neboť Litenčice po 2030 měly zajistit přínos přes 3 mil. Kč/rok. Bez nich by i po rozšíření ostatních FVE a baterií zůstával čistý přebytek ES pravděpodobně pod 2 mil. Kč/rok (hrubý odhad ~1,5–2,0 mil. Kč ročně, pokud by se podařilo instalovat náhradní kapacity). To by stěžilo stačilo na financování větších rozvojových kroků a významně by to prodloužilo návratnost. Místo původně očekávané návratnosti ~8 let by se projekt splácel třeba 15 a více let, tedy prakticky až na konci životnosti. Také NPV projektu by se dramaticky snížila – z komfortně kladné (~+20 mil. Kč) na hodnotu blízkou nule (při 6 % diskontu možná mírně zápornou či lehce kladnou v závislosti na detailech). Jinými slovy, bez připojení FVE Litenčice by ekonomická atraktivita ES HH byla velmi malá; projekt by v lepším případě vycházel na hraně rentability, v horším by byl v mínusu.

Porovnání s hlavní variantou: Hlavní investiční varianta počítá s plným zapojením FVE Litenčice od roku 2030 a také se všemi identifikovanými rozvojovými opatřeními (akumulace 931 kWh, případné rozšíření výroby po 2030 na brownfieldech apod.). Díky tomu dosahuje vysokých přínosů (NPV ~+20 mil. Kč, IRR ~10–12 %). Ve scénáři bez Litenčic by bylo nutné některé investice přehodnotit – například význam rozšiřování baterií by byl menší (neměly by tolik přebytků k ukládání), naopak by se více investovalo do menších FVE. Dvě možné podvarianty takového rozvoje by mohly být:

- **Konzervativní scénář bez Litenčic:** ES realizuje jen první fázi investic (střešní FVE ~0,4 MWp, baterie ~330 kWh do 2028) a dále se rozvíjí minimálně. Roční přínos zůstává kolem 1,5 mil. Kč a postupně mírně roste (při rozšiřování členské základny). Investiční náklady po 2030 jsou minimální. NPV tohoto scénáře by vyšla pravděpodobně záporná (projekt by se nezaplatil v horizontu <20 let).
- **Ambicióznější scénář bez Litenčic:** ES se pokusí nahradit chybějící výkon realizací dalších menších FVE projektů. Například instalace dalších ~300–400 kWp na střechách do 2035 (pokud by byly k dispozici) + případná komunitní FVE o výkonu ~0,5 MWp (za předpokladu získání dotace a vhodné lokality). Celkový výkon by pak mohl dosáhnout ~0,8–0,9 MWp, tj. blízko původnímu záměru. Investiční náklady by však výrazně vzrostly (o desítky mil. Kč navíc

po 2030) a stejně tak rizika spojená s realizací těchto dodatečných zdrojů. Roční přínos by v optimálním případě mohl dosáhnout podobné úrovně (~3 mil. Kč) jako s Litenčicemi, ale až ke konci období (po 2035). Nicméně čistý efekt by nebyl tak výhodný, protože by chyběla efektivita velkého centrálního zdroje – každý nový malý zdroj by měl relativně vyšší náklady na jednotku výkonu a méně hodin využití.

Celkově ve srovnání variant platí, že hlavní varianta s FVE Litenčice je z daleka nejvýhodnější. Lze ji označit za základní předpoklad ekonomické úspěšnosti ES HH. Varianty bez tohoto zdroje by byly spíše nouzovým řešením a vedly by k podstatně horším ekonomickým výstupům.

Z praktického hlediska to znamená, že pro ES Hříběcí hory je klíčové naplnit předpoklad integrace FVE Litenčice po roce 2029. Již v průběhu počáteční fáze projektu (2025–2029) by spolek měl úzce spolupracovat s majitelem této elektrárny a připravit memorandum o podmínkách připojení. Současně je žádoucí navrhnout technické řešení (zejm. úpravu měniče a řídicích systémů), aby přechod velké FVE do režimu sdílení byl plynulý. Jak studie uvádí, infrastruktura ES budovaná do roku 2029 je škálovatelná a připravená na okamžité připojení FVE Litenčice po skončení zeleného bonusu. To je pozitivní – ES HH bude technologicky nachystáno využít plný potenciál velkého zdroje ihned, jakmile to legislativa dovolí.

Závěr k variantám: Investiční varianta projektu počítající se zapojením všech plánovaných zdrojů (vč. Litenčic) vykazuje vysokou ekonomickou efektivnost a je doporučeným řešením. Varianty omezené (bez Litenčic) mají výrazně slabší výsledky a sloužily spíše jako test odolnosti – ukazují, že projekt by v takovém případě byl na hraně přijatelnosti. Naštěstí riziko úplného nezapojení FVE Litenčice je nízké, neboť jak majitel zdroje, tak členové ES mají společný zájem jej využít (jedná se o zakládajícího člena společenství). Přesto je vhodné počítat s dočasnou finanční rezervou na období, kdy ES poběží bez tohoto zdroje, a průběžně aktualizovat finanční plány.

5.7 Celkové zhodnocení ekonomické proveditelnosti a doporučení

Provedená analýza nákladů a přínosů prokázala, že záměr vzniku energetického společenství Hříběcí hory je ekonomicky realizovatelný a přináší čisté pozitivní efekty v průběhu své životnosti. Hlavní přínosy spočívají ve snížení výdajů za energii pro členy ES, zisky z prodeje přebytků a další služby, což dohromady převyšuje investiční i provozní náklady spojené s projektem. Klíčové ukazatele (NPV, IRR) jsou v kladných hodnotách a s rezervou splňují požadovaná kritéria. Projekt si udržuje ekonomickou návratnost i při uvážení citlivosti na hlavní rizikové faktory, zejména je-li zajištěna dotační podpora a realizován plný rozsah plánovaných opatření.

Na základě těchto zjištění lze investiční variantu doporučit k realizaci. Pro úspěšné naplnění ekonomického potenciálu však formulujeme několik doporučení:

- **Maximalizovat zapojení identifikovaných zdrojů a opatření:** Zejména zajistit včasnou integraci FVE Litenčice do sdílení (po 2029) a realizovat všechny navržené instalace FVE a BESS podle plánu. Tyto komponenty jsou zásadní pro dosažení očekávaných úspor a výnosů.

- **Zajištění finanční stability v počáteční fázi:** Vzhledem k omezeným přebytkům v letech 2026–2029 je vhodné připravit si překlenovací financování (krátkodobý úvěr či provozní dotaci), aby ES nemuselo omezovat činnost nebo odkládat platby. Plán by měl počítat se splacením tohoto úvěru z přebytků po roce 2030, kdy dojde k výraznému zlepšení cash-flow. Konzervativní finanční řízení a průběžné monitorování rizik (ceny elektřiny, výkon zdrojů) v prvních letech je na místě.
- **Udržení vysoké míry dotací a využití dostupných programů:** Realizátor (spolek ES HH a členské obce) by měl i nadále usilovat o maximální využití dotačních titulů (KOMUNERG, Modernizační fond aj.) pro financování investic. Pokud by některý z plánovaných grantů nevyšel, je třeba hledat alternativní zdroje či upravit rozsah projektu, aby se neohrozila ekonomická návratnost.
- **Průběžná aktualizace ekonomické analýzy:** Vzhledem k dlouhému horizontu doporučujeme pravidelně (např. každé 2 roky) revidovat ekonomický model ES. Bude vhodné porovnat skutečné hodnoty (ceny energií, výrobu FVE, výnosy z flexibility atd.) s předpoklady studie a v případě větších odchylek přijmout opatření (např. upravit cenu pro členy, navýšit členské příspěvky, změnit investiční plán apod.), aby byla zachována finanční udržitelnost.

Po zpracování výše uvedených doporučení a s přihlédnutím k nepeněžním přínosům (energetická nezávislost regionu, snížení emisí CO₂, podpora lokální ekonomiky) lze konstatovat, že projekt energetického společenství Hříběcí hory má reálný ekonomický potenciál a je smysluplné jej realizovat. Investiční varianta je ekonomicky výhodná a představuje optimální cestu k dosažení cílů projektu. V následující kapitole bude navržen model nakládání se ziskem ES a způsob rozdělení finančních přebytků v souladu se stanovami a cíli společenství.

6. Model nakládání se ziskem ES

Energetické společenství Hříběcí hory (OES HH) je koncipováno jako neziskový či nízko ziskový subjekt, jehož hlavním smyslem je generovat úspory pro své členy a podporovat rozvoj komunitní energetiky v regionu. Neočekává se, že by ES fungovalo za účelem tvorby zisku pro vyplácení dividend; naopak veškeré případné kladné hospodářské výsledky (přebytek příjmů nad náklady) budou využity k naplnění poslání společenství. Při úspěšné realizaci investic a opatření lze však po určité době předpokládat vznik provozních přebytků – ES by mělo po dokončení plánovaných investic vykazovat kladné hospodářské výsledky a generovat čistý zisk. Tato kapitola proto představuje projekci finančních výsledků ES v dlouhodobějším horizontu (cca 2029–2040) a navrhuje model, jak s vytvořeným ziskem naložit v souladu se stanovami a cíli společenství. Stanovují se principy reinvestování přebytků, tvorby rezerv, případné podpory členů a zřízení komunitního fondu. Vše je navrženo v intencích platné legislativy (např. dle energetického zákona musí být zisk investován zpět do ES) a osvědčených praktik energetických společenství.

6.1 Projekce hospodářských výsledků ES 2029–2041

Na základě výsledků technicko-ekonomického modelu (viz TSP kap. 4.4) lze sestavit orientační projekci hospodářských výsledků ES Hříběcí hory po realizaci hlavních investic. Analýza cash-flow ukazuje, že v počátečních letech provozu (zejm. do roku 2028) bude ES reinvestovat většinu vytvořených úspor do splácení investic a provozních nákladů, takže zisk bude minimální nebo nulový. Teprve po uvedení všech plánovaných zdrojů do provozu a zejména po integraci velké FVE Litenčice do sdílení (od roku 2029, po ukončení její provozní podpory) začne ES generovat významnější čisté přebytky.

Výchozí stav (do roku 2028): V letech zavádění pilotních projektů bude hospodaření ES pravděpodobně vyrovnané nebo jen s velmi malým kladným saldem. Úspory ze střešních FVE a dalších opatření budou z velké části spotřebovány na pokrytí splátek úvěrů či návratnosti vlastních vkladů do těchto FVE a na provozní náklady (např. řízení a údržba EMS apod.). Například v roce 2027 může ES dosáhnout úspory nákladů v řádu jednotek milionů Kč, která však z větší části pokryje splátky investic a OPEX – výsledný zisk tak bude minimální. To je v souladu s očekáváním, že v prvních ~5 letech bude ES veškeré generované přebytky reinvestovat a nebude vyplácet nic členům (zachování non-profit charakteru společenství). Scénáře vycházející z TSP tuto predikci potvrzují: v roce 2027 vychází čistý roční efekt ES (po započtení úspor i výnosů z provozu) jen kolem 0,8 mil. Kč, což sotva pokryje nutné provozní výdaje ES. Pro srovnání, v optimistickém scénáři s plným sdílením velké FVE od počátku by čistý přínos 2027 mohl dosáhnout až ~1,8 mil. Kč/rok – absence FVE Litenčice tak v počáteční fázi snižuje roční efekt o více než 1 mil. Kč. Během let 2025–2028 tedy ES pravděpodobně nebude disponovat volnými prostředky pro další aktivity a udrží pouze vyrovnané hospodaření, případně bude muset spoléhat na počáteční kapitál či rezervy, než se plně projeví efekty investic (tj. do dokončení všech FVE a BESS kolem roku 2028). Finanční break-even bod – tedy okamžik, kdy provozní přínosy pokryjí veškeré náklady – se posouvá blíže k roku 2030 (bez zapojení Litenčic).

Období 2029–2035 (splácení investic): Od roku 2029, po integraci FVE Litenčice do sdílení, se ekonomika ES výrazně zlepší. Do provozu již budou zapojeny všechny velké projekty první vlny (pozemní FVE $\approx 0,64$ MWp Litenčice, střešní FVE celkem $\sim 0,4$ MWp, bateriová úložiště ≥ 330 kWh) a zároveň bude probíhat postupné splácení investičních výdajů. Pro rok 2029 a následující lze očekávat kladný hospodářský výsledek v řádu několika milionů Kč ročně. Modelový propočet ukazuje, že v hlavním scénáři (se zapojením všech zdrojů) dosáhne čistý roční přínos ES po uvedení investic do provozu cca 2,7 mil. Kč. Naproti tomu ve scénáři bez FVE Litenčice by v roce 2028 čistý efekt činil pouze $\sim 1,5$ mil. Kč/rok – nevyužití velkého zdroje tedy představuje ušlý přínos okolo 1,2 mil. Kč ročně. Tento rozdíl plyne jednak z nižší úspory nákladů na nákup elektřiny ze sítě (bez ~ 700 MWh/rok produkce FVE Litenčice musí ES nakupovat více elektřiny externě – rozdíl $\sim 0,6$ mil. Kč/rok), jednak z nižších aktivních výnosů ES (menší objem přetoků k alokaci mezi členy s marží a omezené možnosti poskytovat služby výkonové rovnováhy – rozdíl dalších $\sim 0,4$ – $0,5$ mil. Kč ročně). Roční provozní přebytek ES Hříběcí hory tak po roce 2029 pravděpodobně převyší 3 mil. Kč (při standardních cenách elektřiny). Citlivostní analýza ukazuje, že i v méně příznivých scénářích zůstává výsledovka velmi solidní – např. pokud by cena elektřiny v rámci ES (PPA) klesla o 25 %, snížil by se čistý

roční efekt 2032 na $\approx 3,1$ mil. Kč, projekt by však stále generoval přes 3 mil. Kč zisku ročně. Díky dotacím a sdílení zdrojů vychází projekt návratný v horizontu $\approx 3\text{--}4$ let od dokončení investic i v konzervativnějších variantách – po integraci FVE Litenčice se investice rychle zaplatí a ES začne generovat čisté pozitivní cash-flow do dalších let. V hlavním scénáři činí kumulovaný investiční náklad první fáze (do 2028) cca 5,6 mil. Kč (po odečtení dotací), který se díky čistému ročnímu přínosu $\sim 2,7$ mil. Kč vrátí během $\sim 2,1$ roku provozu.

Pro názornost shrnuje níže uvedená tabulka orientační vývoj čistého ročního přínosu (provozního zisku) ES HH v letech 2026–2032 podle současných projekcí. Uvažuje se realistický scénář, kdy sdílení veškerých zdrojů začne od 2026 (statická alokace, od 07/2026 dynamická) s výjimkou FVE Litenčice, která je do sdílení zapojena až od roku 2029. Hodnoty jsou uvedeny v milionech Kč za rok (kladné znamenají přínos/zisk pro ES).

Tabulka 6-1: Orientační projekce čistého ročního zisku ES Hřiběcí hory (realistický scénář bez sdílení FVE Litenčice do 2028, poté včetně Litenčice od 2029).

Rok	Předpokládaný čistý přínos ES (mil. Kč/rok)
2026	~ 0 (vyrovnané hospodaření)
2027	$\sim 0,8$ mil. Kč (minimální zisk)
2028	$\sim 1,5$ mil. Kč (stále reinvestováno)
2029	$\sim 2,7$ mil. Kč (skokový nárůst – Litenčice)
2030	~ 3 mil. Kč (pokračující růst přebytků)
2032	$\sim 3,5\text{--}4$ mil. Kč (téměř plná soběstačnost)

Pozn.: Uvedené hodnoty jsou orientační a budou záviset na skutečných cenách energie, výsledných investičních nákladech, rozsahu zapojení členů apod. Zohledněny jsou provozní úspory (snížení plateb za nakupovanou elektřinu a služby) a aktivní výnosy ES (marže z alokace komunitních přetoků mezi členy – PPA, příjmy ze služeb výkonové rovnováhy aj.). Do výpočtu naopak nejsou zahrnuty případné dividendy či přímé platby členům, neboť dle zvolené právní formy ani nejsou plánovány (viz dále). Dále se předpokládá, že dosažené přebytky budou přednostně používány k zajištění obnovy technologie (tvorba rezerv na výměnu baterií apod.) a k financování dalšího rozvoje ES (namísto rozdělení mezi členy).

Z projekce je patrné, že **od roku 2029 již ES generuje významný provozní přebytek**, který dovoluje budovat rezervy a současně investovat do dalšího rozvoje. Po roce 2030, kdy budou splaceny hlavní závazky z první fáze investic, se ES stane čistě ziskovým a finančně soběstačným subjektem. Ve střednědobém horizontu tak společenství nebude závislé na externí podpoře a může samo financovat další expanzi. **Již v roce 2028 se ES HH stává**

z hlediska nákladů na externí elektřinu „lightgrid“ komunitou, tj. pokrývá převážnou část své spotřeby lokálně; do roku 2032 klesne závislost na veřejném trhu pod 10 % a cenové riziko pro členy prakticky mizí. Celkově tak ES Hříběcí hory po implementaci navržených opatření (viz kapitoly 3 a 4) představuje **ekonomicky soběstačný projekt s rychlou návratností a udržitelnými provozními přebytky**, jež lze reinvestovat do dalšího rozvoje členské základny a akumulčních kapacit.

6.2 Reinvestice, rezervy, podpora členů a komunitní fond

Stanovy energetického společenství Hříběcí hory (OES HH) definují způsob využití případného zisku tak, aby byl v souladu s právní formou společenství a naplňoval jeho poslání. OES HH bylo založeno jako zapsaný spolek (nezisková organizace) v listopadu 2023, případně připadají v úvahu i jiné právní formy s omezenou výplatou zisku (družstvo, obecně prospěšná společnost apod.). Ve všech případech platí, že primárním účelem ES není tvorba zisku pro rozdělení mezi členy. To znamená, že eventuální zisky nemohou být vyplaceny členům klasickým dividendovým způsobem, ale musí být využity k činnosti společenství v souladu s jeho účelem. Tento princip bude zakotven ve stanovách – ty již při vzniku ES rámcově stanoví, jak se naloží s případným přebytkem (vyjmenují oblasti, kam lze zisk reinvestovat, a zároveň zakážou rozdělení zisku členům k jejich soukromému užití). Tím bude zajištěno plnění legislativních požadavků na neziskové společenství a předcházet se porušení zákona. *(Pro úplnost: právní forma družstva by sice teoreticky umožňovala vyplácet podíly na zisku členům, to však pro veřejnoprávní zakladatele OES HH není žádoucí ani potřebné – obce a MAS usilují primárně o úspory, nikoli o výdělek. Proto byla zvolena forma, kde se zisk nerozděluje, ale využívá pro účel společenství.)*

Níže je navržen model nakládání se ziskem ES Hříběcí hory, který odráží nejlepší praxi komunitních energetických projektů a zároveň potřeby tohoto konkrétního společenství. Model počítá s tím, že veškeré vytvořené přebytky budou znovu vkládány do činnosti ES – ať již formou investic do nových projektů, tvorby rezerv pro dlouhodobou udržitelnost, či nepřímé podpory členů a komunity. Účelem ES není vyplácet zisk členům, ale maximalizovat úspory a přínosy pro členy a region. Tomu odpovídají následující čtyři priority využití zisku:

1. Reinvestice do rozvoje ES: První a hlavní položkou využití přebytků bude jejich reinvestování do dalšího rozvoje udržitelné energetiky v rámci OES HH. To zahrnuje například:

- **Rozšíření či navýšení kapacit stávajících zařízení:** investice do rozšíření stávajících fotovoltaických elektráren (pokud to technicky lze – např. instalace dalších panelů na pozemní FVE Litenčice nebo na vhodné střechy členů), případně navýšení kapacity bateriových úložišť (dokoupení dalšího bateriového modulu k centrální BESS 90 kWh v Pačlavicích nebo k firemní baterii G3 100 kWh, bude-li to ekonomicky výhodné). Dále sem spadá instalace FVE u nových členů (budovy obcí či podnikatelů, kteří do ES vstoupí v budoucnu).

- **Zcela nové investiční záměry pro rozšíření ES:** sem patří projekty nad rámec původního plánu, které mohou podpořit další rozvoj společenství. Příkladem jsou projekty v teplárenství (např. instalace solárních termických kolektorů a velkokapacitních zásobníků tepla pro využití odpadního tepla v Bioenergetickém centru Roštín, případně pořízení kotle ORC 50 kWe pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla) či projekty energetických úspor u členů (komplexní zateplení budov členů financované z fondů ES, výměna osvětlení za LED na školách apod.). Dále mohou vzniknout nové OZE zdroje mimo původní plán – např. instalace menší větrné turbíny v území, zřízení bioplynové stanice na bioodpad pro společnou výrobu elektřiny a tepla apod., pokud by to ES iniciovalo a bylo technicky i ekonomicky smysluplné. Záměrem je, aby ES sloužilo jako *investiční platforma* pro další energetické projekty v regionu. To je plně v souladu s vizí – úspory vygenerované prvními projekty vytvoří kapitál pro projekty další, čímž se proces transformace energetiky stane soběstačným a multiplikačním.
- **Inovace a modernizace:** část zisku by měla směřovat také na průběžnou modernizaci stávající energetické infrastruktury ES a zkoušení inovativních technologií. Společenství bude potřebovat např. průběžné upgrady softwaru energetického managementu, instalace nových IoT senzorů, nasazování chytrých algoritmů (AI) pro optimalizaci spotřeby apod. Z přebytků lze vyčlenit prostředky i na *pilotní projekty inovativních technologií* – ES může v malém vyzkoušet např. akumulaci přebytečné elektřiny do vodíku (pro pohon obecních autobusů či traktoru), Vehicle-to-Grid integraci obecních elektromobilů do sítě (jakmile bude k dispozici větší flotila EV) nebo koncept komunitního battery-sharingu (agregace domácích baterií členů do systému řízení ES). Pro tyto účely může ES zřídit program *Inovační fond*, kam by směřovalo např. 5–10 % ročního zisku. Tím si společenství zajistí technologický náskok a udrží dlouhodobou efektivitu provozu.

2. Tvorba rezerv a zajištění finanční stability: Druhou klíčovou složkou využití zisku je tvorba rezervních fondů pro dlouhodobou udržitelnost ES. Zisk by měl být zčásti použit k zajištění, že společenství bude mít dostatečnou finanční rezervu pro krytí případných výpadků příjmů nebo neočekávaných nákladů – například se doporučuje udržovat rezervu ve výši cca 6 měsíců provozních nákladů a splátek. Takový provozní rezervní fond pomůže ES překlenout nepříznivé situace (např. mimořádně špatný rok solární výroby, poruchy hlavních zařízení, zpoždění plateb od členů apod.).

Neméně důležitý je **fond obnovy investic** – jak už vyplynulo z technické části, bude nutné v budoucnu reinvestovat do obnovy či výměny hlavních technologií (baterií a střídačů zhruba v horizontu 15 let, fotovoltaických panelů po 25–30 letech provozu apod.). Již během provozu by si ES mělo začít odkládat část přebytků do tohoto *obnovovacího (odpisového) fondu*, aby později bylo z čeho financovat náhradu zařízení na konci životnosti. Cílem je, aby ES v budoucnu nemuselo žádat o nové prostředky členy či veřejné rozpočty – **samofinancování obnovy majetku** z vlastních zisků je klíčové pro dlouhodobou udržitelnost projektu. (Již v ekonomickém modelu je s tímto efektem počítáno – např. v OPEX je zahrnuta rezerva na obnovu baterie.)

Další možností – pokud by ES po roce 2035 akumulovalo značný kapitál – je zřízení **fondy pro stabilizaci cen**. Ten by sloužil k vyrovnávání případných výkyvů cen energie na trhu: v letech vysokých tržních cen by ES uložilo část mimořádných zisků do tohoto fondu a naopak v letech poklesu cen by z fondu dotovalo vnitřní cenu pro členy, aby udrželo stabilní úroveň plateb. Tento mechanismus by fungoval jako pojistka členů proti kolísání cen na trhu. Zavedení takového fondu je zcela dobrovolné a závisí na preferencích členské základny – pokud by do budoucna ES preferovalo co nejstabilnější ceny pro členy, mohl by fond významně pomoci. Pro menší ES typu HH však může být význam cenového fondu omezenější (členy jsou převážně obce s plánovaným rozpočtem), proto by o něm mělo smysl uvažovat až při dosažení velkých přebytků a pouze v případě výrazné volatility cen.

3. Podpora členů ES a jejich energetických projektů: Jakmile ES začne generovat výraznější přebytky, mělo by zvážit, **jak přímo podpořit své členy** (kterými jsou v případě OES HH zejména obce, jejich příspěvkové organizace, případně místní MSP a časem i domácnosti). Cílem není rozdělit zisk členům “na ruku”, ale spíše **nepřímo zvýšit výhody**, které členové z účasti v ES mají. Formy mohou být například tyto:

- **Zvýhodnění cen a služeb pro členy:** Pokud ES dosáhne v nějakém roce významného přebytku, může se členská schůze rozhodnout snížit vnitřní cenu elektřiny pro členy v následujícím období. Tím členové ušetří ještě více na platbách (de facto se jim vrátí část zisku formou levnější energie v dalším roce). Je však nutné zároveň zajistit, aby ES mělo stále dost prostředků na své náklady a rezervy. Alternativně se nabízí rozšířit portfolio bezplatných služeb pro členy – např. poskytnout členům energetické poradenství, energetické audity či pomoc s přípravou jejich vlastních projektů a žádostí o dotace, to vše financované z přebytků ES. Takové služby snižují výdaje členů nepřímo a přispívají k dosažení cílů ES (úspory energie, rozvoj OZE).
- **Granty či bezúročné půjčky členům:** ES může z části zisku vytvořit grantový či úvěrový program pro členské organizace. Například může poskytovat bezúročné půjčky nebo dotace obcím na jejich vlastní energetická opatření. Typicky by šlo o menší projekty, na něž se těžko získává externí dotace, ale které dávají ekonomický smysl – např. instalace úsporného LED osvětlení v obecních budovách, pořízení tepelných čerpadel do školky, fotovoltaika na střechu komunitního centra, bateriové úložiště k domovu pro seniory apod. Tím by se zisk ES reinvestoval přímo u členů a zvýšil jejich energetickou efektivitu (což ve svém důsledku opět pomůže ES, protože sníží spotřebu nebo uvolní kapacitu sítě).
- **Cílená podpora zranitelných členů:** Pokud některý člen společenství (např. sociální zařízení, škola, nemocnice) bojuje s financováním svých energetických opatření, ES by mohlo rozhodnout o cíleném příspěvku na tento účel. Například pomoci sociálním službám s úhradou instalace solárních panelů, příspěvku na zateplení objektu, nebo dočasně zlevnit energii pro zařízení sloužící veřejnému blahu (např. osvětlení veřejných prostranství, provoz MHD apod.). Jelikož většina takových subjektů by měla být formálně členy ES (aby z ní mohly čerpat energii), jednalo by se spíše o interní rozhodnutí nepožadovat po nich plnou úhradu

nákladů. Celkově platí, že účelem ES není vyplácet zisk členům, ale maximalizovat úspory členů – jakýkoli vytvořený zisk by se měl buď promítnout do nižších budoucích nákladů členů, nebo investovat tak, aby přinesl další úspory či jiné nefinanční benefity členům (např. zlepšení životního prostředí).

4. Komunitní fond a širší společenský prospěch: Energetické společenství by mělo zohledňovat prospěch nejen pro své přímé členy, ale i pro širší místní komunitu. Proto je vhodné zvážit, že část zisku (např. do 10 % ročně po tvorbě rezerv) půjde na veřejně prospěšné účely v daném regionu. Stanovy mohou určit, že například až 5–10 % ročního přebytku bude věnováno na podporu udržitelnosti a komunitního rozvoje v obcích zapojených do ES. To může zahrnovat financování osvěty a vzdělávacích programů o úsporách energie pro širokou veřejnost, podporu místních spolků v oblasti udržitelné energetiky, instalaci fotovoltaiky či energeticky úsporných technologií na obecní objekty, které nejsou přímo členy ES (např. kulturní domy, sportovní areály), nebo třeba příspěvek do obecního fondu na zmírnění energetické chudoby pro nejohroženější obyvatele. Takový komunitní fond by zvýšil akceptaci projektu veřejností a ukázal, že ES plní i svůj sociální rozměr (nejen ekonomický přínos pro členy). U energetických družstev v zahraničí bývá běžné, že část zisku věnují obci či investují do veřejných projektů (veřejné osvětlení, výsadba zeleně apod.) – OES HH může na tuto praxi navázat. Dále, pokud by se v budoucnu zapojili do ES i drobní členové z řad občanů (domácnosti), lze zvážit, že část zisku se využije na komunitní benefity pro ně – např. zřízení společného fondu, ze kterého se členům domácnostem jednou ročně něco vrátí formou služby (např. zdarma energetický audit domu, zvýhodněná nabídka instalace FVE na rodinný dům) nebo se investuje do společných zařízení (např. komunitní dobíječka elektromobilů dostupná zdarma členům). Tyto aktivity musejí být samozřejmě právně ošetřeny – spolek může realizovat obecně prospěšné aktivity, ale nesmí jít o nepřímé rozdělování zisku mimo rámec stanov. Je proto nutné předem jasně stanovit, jaký typ výdajů je přípustný a jak bude kontrolováno naplňování účelu při využívání komunitního fondu.

Soulad s legislativou a stanovami: Veškeré využití zisku musí být v souladu se stanovami a právními omezeními pro ES. Stanovy OES HH by měly výslovně vyjmenovat oblasti, kam lze přebytky směřovat: například „*investice do rozvoje nebo navýšení kapacit stávajících OZE zdrojů; nové investiční záměry pro rozšíření ES; podpora naplňování ekonomických, environmentálních a sociálních potřeb členů ES (např. formou podpory místního rozvoje, osvěty, inovací apod.); investice do energetické infrastruktury na území ES*“. Zároveň stanovy stanoví, že zisk nebude rozdělen mezi členy k jejich soukromému užití, ale bude použit pro naplnění účelu společenství. Tím se předejde jakémukoli porušení pravidel pro neziskové organizace. V praxi to znamená, že místo výplaty podílů členům budou prostředky vždy účelově využity v rámci ES – ať už na investice, služby členům či komunitní projekty, jak bylo uvedeno výše.

Na základě výše popsaných priorit lze doporučit rámcové rozdělení případného zisku následovně:

- **Reinvestice do nových projektů a zdrojů:** cca 40–50 % zisku,

- **Rezervní a obnovovací fondy:** cca 20–30 % zisku,
- **Přímá podpora členů** (zvýhodněná energie, služby, granty členům): cca 10–20 % zisku,
- **Komunitní fond** (veřejně prospěšné účely v regionu): 0–10 % zisku.

(Každoročně by o konkrétní alokaci rozhodla členská schůze podle aktuální situace. Například v prvních ~10 letech provozu se očekává, že převážná většina zisku půjde na reinvestice a tvorbu rezerv, aby se ES co nejdříve rozšířilo a zajistilo si stabilitu. Později – až bude vybudována dostatečná infrastruktura a rezerva – lze poměr upravit ve prospěch komunitních aktivit či větší podpory členů.)

Shrnutí: Navržený model nakládání se ziskem zajistí, že prostředky ES budou **cíleně reinvestovány do naplňování mise společenství** – tedy do dalšího zvyšování podílu obnovitelných zdrojů, zlepšování energetické účinnosti a komunitních benefitů. Důsledným dodržováním tohoto modelu se ES vyhne riziku „rozpuštění“ úspor na nesouvisející účely a naopak vytvoří **cyklus trvalého zlepšování**: z jednou dosažených úspor financovat další úsporná opatření a prospěšné aktivity pro komunitu. Po roce 2035 již bude OES Hříběcí hory schopno financovat svůj další rozvoj z vlastního zisku, čímž odpadne závislost na externích dotacích či rozpočtech obcí. Tím se dosáhne dlouhodobé udržitelnosti – ES se stane finančně soběstačné a navíc prospěšné i svému okolí.

Závěrem lze konstatovat, že navržený projekt energetického společenství Hříběcí hory je po technické i ekonomické stránce životaschopný a přináší značný společenský přínos. Pečlivým řízením a reinvestováním získaných prostředků může ES dlouhodobě prospívat obcím regionu MAS Hříběcí hory – energeticky, finančně i environmentálně. Tato studie prokázala existenci reálného ekonomického potenciálu vzniku ES. **Doporučujeme tedy přistoupit k praktické realizaci projektu OES HH a k dalším krokům dle navrženého harmonogramu.** (Tím se naplní vize, se kterou bylo společenství založeno – společně vyrábět a sdílet čistou energii, snižovat náklady členů a podporovat udržitelný rozvoj regionu.)

7. Vyhodnocení ekonomického potenciálu ES Hříběcí hory

7.1 Zhodnocení výsledků předchozích částí studie (souhrn klíčových zjištění)

Z provedených analýz technického a ekonomického řešení jednoznačně vyplývá, že záměr energetického společenství Hříběcí hory (ES HH) je **finančně životaschopný a disponuje reálným ekonomickým potenciálem**. Již v úvodní fázi fungování – po implementaci opatření navržených v technické (kap. 3 a 4 TSP) a ekonomické studii – dokáže ES generovat **kladné provozní saldo** a rychle uhradit počáteční investice. Hlavním zdrojem ekonomického přínosu jsou výrazné úspory nákladů na nakupovanou elektřinu (díky sdílení lokálně vyrobené energie a optimalizaci distribučních plateb) a **nově generované příjmy** z prodeje energetických přebytků a poskytování flexibility do sítě. Tyto přínosy bezpečně pokryjí provozní náklady společenství (např. náklady na řízení, IT systém, údržbu apod.) a zajišťují ekonomickou soběstačnost ES HH.

Celkové roční náklady členů ES na elektřinu před vznikem společenství dosahovaly cca 3,7 mil. Kč (při ceně silové elektřiny ~2,8 Kč/kWh a distribuce ~1,6 Kč/kWh). Vstupem do ES a realizací navržených opatření dojde k podstatnému snížení těchto nákladů. Okamžitým efektem bude sloučení 15 odběrných míst do jednoho virtuálního odběrného bodu (plánováno k 1. 7. 2026), díky čemuž se **sníží fixní platby a rezervovaná kapacita** placená distributorovi o cca 75 %. Konkrétně se odstraní 14 duplicitních stálých měsíčních plateb a platí se pouze jeden paušál; zároveň agregace výkonu umožní platit rezervovaný příkon jen podle skutečné souhrnné špičky (~530 kW místo původních 2 120 kW), což představuje úsporu asi 56 tis. Kč/rok na fixních distribučních poplatcích. **Sloučení odběrných míst** tak ještě před realizací nových FVE a baterií přináší rychlý finanční přínos v řádu desítek tisíc Kč ročně a zjednodušuje fakturaci.

Hlavní ekonomické efekty však plynou z optimalizace provozu a investic do nových zdrojů. Po rozšíření ES na 15 odběrných míst s novými členy (vč. podniku G3 s ročně ~300 MWh spotřeby) došlo ke **zvýšení celkové roční spotřeby na ~835 MWh**. Současně se zásadně navýšil lokální výrobní potenciál: součástí ES je již nyní velká pozemní FVE Litenčice 638 kWp a pět menších střešních FVE (~189 kWp celkem), jejichž **roční výroba kolem 780 MWh** by teoreticky pokryla ~93 % současné spotřeby. Kvůli technickým limitům však zatím většina této produkce **není využita uvnitř komunity** – bez baterií a při stávajících omezeních toku do sítě se interně spotřebuje jen asi 14 % vyrobené elektřiny, zbytek odtéká do distribuční sítě. Tento stav se významně zlepší s realizací navržených opatření: instalací postupně až ~0,21 MWp nových obecních a podnikových FVE (do roku 2028) a bateriových úložišť ≥330 kWh (fáze I do 2027). Díky tomu se **podíl skutečně využité místní výroby** výrazně zvýší. Scénář *realistického rozvoje* předpokládá, že do roku 2032 naroste souhrnný instalovaný výkon OZE na >1,4 MWp (včetně 50 kWe ORC jednotky v Roštíně pro zimní výrobu) a kapacita akumulace přesáhne 900 kWh – což umožní pokrýt přes 80 % celkové spotřeby komunity z vlastních zdrojů.

Optimalizace energetické bilance ES HH probíhá ve dvou hlavních fázích:

- **Fáze I (2024–2028):** Zahrnuje rozvoj střešních FVE (~0,3 MWp v 6 obcích a firmách) a distribuované akumulace (~330 kWh v menších bateriových jednotkách u objektů). Také dojde ke spuštění centrálního řídicího systému (EMS) a zavedení dynamického sdílení (od 2027). Výsledkem bude podstatné zvýšení lokální spotřeby vyrobené elektřiny a snížení odběru z DS. Soběstačnost komunity do konce této fáze (bez zapojení FVE Litenčice) dosáhne zhruba 30–40 %. ES již od prvního roku sdílení (2026) vykáže kladný čistý roční přínos v řádu jednotek milionů Kč a kumulativně do 2029 naspoří několik milionů Kč provozního přebytku.
- **Fáze II (od 2029):** Předpokládá **plné zapojení centrální FVE Litenčice 638 kWp** do sdílení po roce 2029 (po vypršení stávajících závazků a dovybavení potřebnou technologií) a instalaci velkokapacitní akumulace (500+ kWh baterie u trafostanice Litenčice). Tím dojde k zásadnímu skoku v energetické soběstačnosti ES – pokrytí spotřeby komunitní výrobou přesáhne 80 % a v letních měsících bude produkce převyšovat potřeby. To umožní ES generovat **čistý roční přínos přes 2,5 mil. Kč** a vytvářet značné přebytky pro další investice. Přechodné období

2024–2029 tak slouží především k vybudování potřebných kompetencí, infrastruktury a členské základny, aby následná integrace velkého zdroje proběhla rychle a efektivně.

Finanční výsledky modelových scénářů ES Hřiběcí hory (s velkým FV zdrojem vs. bez něj) byly kvantifikovány v předchozích částech studie. Tabulka 7.1 uvádí klíčové ekonomické ukazatele dosažené v **konzervativním scénáři “B”** (bez zapojení FVE Litenčice do roku 2029) oproti **optimálnímu scénáři “S”** (sdílení výroby FVE Litenčice od 2026):

Tabulka 7.1 – Porovnání hlavních ekonomických ukazatelů scénářů bez a se zapojením FVE Litenčice (v cenách roku 2025)

Ukazatel (Kč)	Scénář B: Bez FVE Litenčice (do 2029)	Scénář S: S FVE Litenčice (od 2026)
Čistý roční přínos ES v r. 2026	1,02 mil. Kč	1,85 mil. Kč
Čistý roční přínos ES v r. 2028	1,53 mil. Kč	2,43 mil. Kč
Čistý roční přínos ES v r. 2029	1,63 mil. Kč	2,51 mil. Kč
Kumulativní čistý přínos 2024–2029	~6,15 mil. Kč	~10,47 mil. Kč
Prostá doba návratnosti investic	~3,7 roku (<i>breakeven cca 2028</i>)	~2,1 roku (<i>breakeven cca 2026</i>)
Vytvořená rezerva pro reinvestice (do 2029)	~2,5 mil. Kč	~6,4 mil. Kč

Jak je patrné, **oba scénáře jsou ekonomicky přínosné (NPV > 0)**, avšak **scénář S** vykazuje výrazně lepší výsledky. Díky dřívějšímu využití centrální FVE generuje ES v této variantě zhruba o **1 mil. Kč vyšší čistý roční přínos** oproti variantě bez velké FVE. To znamená rychlejší tvorbu přebytků – návratnost vloženého kapitálu se zkrátí na ~2 roky a již v roce 2026 (resp. 2027) je dosaženo **breakeven bodu**, kdy kumulativní cash-flow přechází do kladných hodnot. Naproti tomu v konzervativním scénáři B dosahuje projekt kladné kumulativní bilance až kolem roku 2028. Nižší tempo generování úspor v B omezuje schopnost ES **samofinancovat další rozvoj** – do roku 2029 by vytvořil rezervu cca 2,5 mil. Kč, zatímco v optimálním případě až ~6,4 mil. Kč. Tato rezerva bude klíčová pro financování investic fáze II (zejm. centrální baterie), jakmile nastane čas jejich realizace. **Celkově však i scénář B je finančně rentabilní** – projekt si na sebe vydělá a přinese členům úspory, jen v menší míře; ekonomická bilance je oproti optimu “o rok pozadu” a rozvoj ES by musel být financován konzervativněji. V praxi se tedy přechodné fungování bez FVE Litenčice sice **vyplácí, ale generuje ~40 % nižší roční přínosy** a je žádoucí co nejdříve přejít k plnému zapojení centrálního zdroje.

Součástí hodnocení ekonomického potenciálu byla i citlivostní analýza a posouzení robustnosti projektu vůči změnám klíčových parametrů (ceny elektřiny, dotační podmínky, zpoždění technologií apod.). Výsledky potvrdily, že ekonomika ES Hřiběcí hory má značnou odolnost: například pokles výkupní/tržní ceny elektřiny o 25 % by snížil čistý roční efekt v cílovém roce 2032 jen na cca 3,1 mil. Kč (z původně přes 4 mil. Kč), což znamená, že projekt by byl stále vysoce rentabilní. Stejně tak případné zpoždění

poskytování flexibility (neúčast na trzích FCR/aFRR, mFRR) by připravilo ES nanejvýš o ~0,4 mil. Kč ročně, takže by se nemělo zásadněji projevit – prostá návratnost by i tak zůstala pod 3 roky. Celkový trend růstu cen energie (zejména distribučních poplatků) je navíc spíše příznivý pro další posilování ekonomických přínosů ES. Na základě konzervativních předpokladů lze očekávat, že každé další zvýšení cen energií oproti základní variantě znamená pro ES HH úměrně vyšší úspory a motivuje k ještě většímu rozvoji OZE zdrojů. Naproti tomu i případný pokles cen elektřiny nezpůsobí, že by projekt ztratil smysl – míra úspor by byla nižší, ale stále významná, a ES by i v takovém případě dávalo smysl alespoň z environmentálního a energeticky bezpečnostního hlediska.

Z výše uvedeného shrnutí plyne, že předchozí kapitoly studie prokázaly reálnost ekonomické proveditelnosti vzniku a provozu ES Hřibecí hory. Projekt dokáže generovat čisté úspory pro zapojené subjekty od počátku svého fungování a současně vytvářet provozní zisky (přebytky) pro další rozvoj společenství. Následující podkapitoly se zaměřují na výběr optimálního scénáře rozvoje a formulaci závěrečného stanoviska k ekonomickému potenciálu ES HH, včetně zhodnocení silných a slabých stránek projektu, příležitostí a rizik.

7.2 Výběr optimální varianty vzniku a rozvoje ES

Na základě provedených analýz a výsledků uvedených výše byla vyhodnocena optimální varianta realizace a dalšího rozvoje energetického společenství Hřibecí hory. Zvažovány byly zejména dvě základní strategie: (A) konzervativní postup bez zapojení centrální FVE Litenčice v prvních ~5 letech fungování ES (viz scénář B), a (B) ambicióznější rozvojový scénář s dřívější integrací této velké FVE do sdílení (scénář S).

Z čistě ekonomického hlediska vychází jednoznačně výhodněji variantní scénář S, kdy se výroba FVE Litenčice začne do bilance ES promítat co nejdříve. Tento scénář totiž přináší vyšší roční úspory i výnosy (viz tab. 7.1) a umožňuje rychlejší návratnost investic – ES generuje dostatečné přebytky k dalším investicím již po ~2 letech provozu. **Optimální variantou rozvoje ES HH je proto taková, která počítá s plnou integrací FVE Litenčice (638 kWp) do sdílení v nejbližším možném termínu,** při současném zachování všech plánovaných dílčích projektů (střešní FVE, baterie, ORC jednotka apod.). Tímto způsobem se maximalizuje energetická soběstačnost společenství (>80 %) a roční ekonomický přínos pro členy (přes 2,5 mil. Kč), což jsou metriky dosažitelné až po připojení centrálního zdroje.

Je však nutné zdůraznit, že realizace optimálního scénáře bude podmíněna vnějšími faktory – zejména úspěšným vyřešením technických a legislativních náležitostí zapojení FVE Litenčice. V době zpracování studie se předpokládá, že plnohodnotné sdílení elektřiny z této elektrárny bude možné až po roce 2029 (důvody zahrnují kapacitní omezení na úrovni VN, nutnost repoweringu elektrárny a novelizaci legislativy pro komunitní energetiku). Proto v krátkodobém horizontu 2024–2029 nezbyvá než postupovat podle konzervativnější varianty (bez okamžitého zapojení FVE Litenčice). Tato “mezifáze” ale nebude promarněným časem – naopak, cílem bude připravit půdu pro budoucí rychlé využití centrálního zdroje: vybudovat všechny dostupné menší zdroje (střešní FVE ≈0,3 MWp) a akumulaci (≥330 kWh), zavést funkční systém sdílení a řízení,

stabilizovat členskou základnu a nastavit ekonomický model ES. Tím si společenství vybuduje know-how, infrastrukturu i finanční rezervy potřebné pro hladký přechod na plně rozvinutý model s FVE Litenčice kolem roku 2030.

Z praktického pohledu tedy optimální strategie rozvoje ES Hřibecí hory kombinuje oba přístupy:

1. **Okamžitá realizace “rychlých vítězství”** – tj. všech ekonomicky smysluplných menších projektů, které lze spustit hned (instalace obecních a podnikových FVE, komunitních baterií, zavedení virtuálního společného odběrného místa, pilotní poskytování flexibility apod.). Tyto kroky odpovídají scénáři B a zajistí, že ES začne fungovat a generovat úspory bezprostředně po svém vzniku. Jde o variantu s minimálními riziky a investicemi, která přinese členům první ekonomické benefity a ověří v praxi nastavení sdílení.
2. **Paralelní příprava integrace hlavního zdroje** – již od počátku existence ES je nutné podniknout kroky k zapojení FVE Litenčice, jakmile to bude možné. Doporučuje se co nejdříve (do Q3 2025) uzavřít s vlastníkem FVE Litenčice memorandum o budoucím připojení tohoto zdroje do ES, zahrnující technické i obchodní podmínky sdílení. Dále je třeba zajistit financování a technickou připravenost pro fázi II – např. provést repowering elektrárny (modernizaci panelů a měničů pro zvýšení efektivity) okolo roku 2027 a průběžně vyhodnocovat vývoj legislativy a trhu, aby v roce 2030 mohlo dojít k rychlé realizaci centrální baterie ~500 kWh a plnému zapojení FVE do sdílení.

Tento dvoufázový plán představuje optimální variantu rozvoje ES HH, neboť kombinuje jistotu postupných kroků s využitím existujícího potenciálu velkého zdroje ve střednědobém horizontu. Umožňuje členům ES začít ihned profitovat ze spolupráce (nižší náklady na energie díky sdílení menších FVE) a zároveň směřuje k dlouhodobě maximalizovaným přínosům (plná soběstačnost a významné zisky po roce 2030). Díky postupnému škálování se také rozkládají investiční náklady v čase a část z nich bude kryta z vygenerovaných úspor (reinvestice) namísto externích zdrojů. Z hlediska udržitelnosti financí ES je ideální, že každá další investiční vlna bude moci být z velké části financována z vlastních zdrojů společenství – např. plánovaná centrální baterie a rozšíření FVE Litenčice (fáze II) budou spolufinancovány z naspořených prostředků a dotací, nikoli jen z nových vkladů. Tím se minimalizuje riziko zadlužení či finančního přetížení ES v budoucnu.

Závěrem lze konstatovat, že optimální variantou je koordinovaný scénář postupného rozvoje ES HH vyústěný integrací FVE Litenčice. Tato varianta byla v rámci studie vybrána jako cílová a doporučená pro realizaci, neboť naplňuje jak krátkodobé cíle (okamžité úspory, nízké riziko), tak strategický dlouhodobý potenciál projektu (maximalizace obnovitelných zdrojů a ekonomických přínosů pro region).

7.3 Závěrečné stanovisko k ekonomickému potenciálu ES Hřibecí hory

Na základě komplexního vyhodnocení předchozích analýz přijímáme kladné závěrečné stanovisko: projekt vzniku, fungování a rozvoje Energetického společenství Hřibecí hory

má reálný ekonomický potenciál a je doporučeno k realizaci. ES Hřiběcí hory se ukázalo být finančně soběstačným a udržitelným záměrem – v navržené podobě dokáže generovat dostatečné úspory a výnosy na pokrytí svých nákladů, splácení investic i tvorbu přebytků pro další rozvoj.

Klíčové důvody podporující toto pozitivní hodnocení lze shrnout následovně:

- **Rychlá návratnost a kladné cash-flow:** Po implementaci navrhovaných opatření (instalace FVE, akumulace, řízení spotřeby) dosahuje ES HH kladného provozního salda od prvního roku sdílení. Prostá doba návratnosti počátečních investic (~5,6 mil. Kč v 1. etapě) činí přibližně 2–3,5 roku v závislosti na scénáři. Kumulativní cash-flow projektu je do roku 2029 pozitivní – v optimálním případě kolem +10 mil. Kč, což převyšuje vložený kapitál. Projekt tak nevyžaduje trvalé dotace či subvence pro svůj provoz, naopak generuje čisté ekonomické přínosy pro členy.
- **Významné úspory nákladů pro členy:** Vznik ES umožní členům dosáhnout nižších plateb za energii zejména díky nahrazení části dodávek z distribuční sítě levnější elektřinou z vlastních OZE zdrojů. Dojde k úspoře distribučních poplatků, a to jak prostřednictvím optimalizace rezervovaného příkonu a stálých plateb (virtuální OM), tak fyzickým snížením odběru z DS. Účast v ES HH tak členům přinese hmatatelnou finanční úlevu – v prvních letech nižší stovky tisíc Kč ročně pro menší obce, pro větší subjekty a podniky úspory v řádu vyšších statisíců až jednotek milionů Kč ročně (podle výše spotřeby). Souhrnně se očekává, že celkové roční náklady všech členů na elektřinu klesnou cca o 20–30 % proti stavu bez ES (při plném rozvinutí projektu i více).
- **Nové zdroje příjmů a aktivní ziskové aktivity:** Kromě úspor z levnější lokální energie generuje ES také příjmy z prodeje přebytkové elektřiny (ze sdílených FVE) a z poskytování podpůrných služeb (flexibility). Tyto výnosy jsou v modelu rozděleny mezi vlastníky technologií a ES – společenství si ponechává smluvní marži (např. 0,6 Kč/kWh z komunitních přetoků) a část výnosů z agregace flexibility. I při konzervativním nastavení marží získá ES HH díky těmto aktivitám stovky tisíc Kč ročně navíc, které využije k pokrytí svých fixních nákladů (IT systém, obsluha) a tvorbě rezerv. ES se tím stává aktivním hráčem trhu – nejen pasivně rozděluje energii mezi členy, ale také podniká v oblasti energetických služeb. To zvyšuje ekonomickou stabilitu projektu a otevírá další potenciál růstu (např. větší bateriová úložiště pro poskytování regulace mohou v budoucnu generovat ještě vyšší příjmy).
- **Podpora z veřejných zdrojů a finanční udržitelnost:** Projekt ES HH je koncipován tak, aby maximálně využil dostupné dotace a podpory pro komunitní energetiku. Počítá se s granty z KOMUNERG (až 50–70 %) a Modernizačního fondu (až 40–50 %), které výrazně zlepšují investiční ukazatele. Např. díky 50% dotaci klesají průměrné nákladové ceny elektřiny (LCOE) z nových FVE na ~1,6 Kč/kWh, což je hluboko pod současnou i predikovanou cenou elektřiny z DS (3,5+ Kč/kWh).

Všechny plánované investice dosahují s dotacemi atraktivní vnitřní míry výnosnosti *IRR* kolem 12–17 %, což převyšuje běžné požadované hodnoty pro veřejné i soukromé investory (≥ 9 %). To potvrzuje ekonomickou smyslnost vynaložených prostředků. Po realizaci první vlny investic navíc ES generuje dostatečné cash-flow k samostatnému financování dalšího rozvoje – odpadá tak potřeba kontinuální dotační podpory. Projekt je tedy navržen finančně udržitelný: počáteční veřejná podpora pomůže společenství nastartovat, ale dlouhodobý rozvoj už bude možný z vlastních zisků (reinvestic ušetřených prostředků).

- **Neocenitelné nepřímé přínosy:** Ačkoli hlavním tématem hodnocení je finanční stránka, nelze opomenout širší ekonomické souvislosti. ES Hříběcí hory přinese pozitivní externality v podobě podpory místní ekonomiky (nižší účty za energie zvyšují disponibilní prostředky obcí i občanů), zvýšení energetické bezpečnosti a resilience regionu, zlepšení životního prostředí (díky vyššímu podílu OZE na spotřebě) a posílení spolupráce mezi veřejným, podnikatelským a občanským sektorem. Tyto efekty sice nelze přímo vyčíslit v Kč, ale z makroekonomického hlediska zvyšují společenskou návratnost projektu. ES tak kromě finančních zisků naplňuje i další veřejné zájmy, což zvyšuje jeho hodnotu.

S ohledem na všechny uvedené body je možno prohlásit, že ES Hříběcí hory se vyplatí – nejen ekologicky, ale i ekonomicky. Projekt splňuje kritéria ekonomické proveditelnosti a přináší členům i regionu měřitelné benefity.

Samozřejmě je nutné průběžně sledovat vývoj podmínek (ceny energií, legislativa, nové technologie) a aktualizovat ekonomickou strategii ES v budoucnu, aby byly zachovány očekávané přínosy. Dosavadní analýzy však dávají dostatečnou míru jistoty, že při realizaci doporučené varianty bude Energetické společenství Hříběcí hory dlouhodobě ekonomicky udržitelné. Finanční výsledky potvrdily, že i konzervativní postup (bez okamžitého velkého zdroje) přinese všem členům prospěch, a při naplnění rozvojového scénáře se úspory a zisky ještě násobně zvýší. Vedení dotčených obcí a subjektů tak může s důvěrou přistoupit k realizaci projektu s vědomím, že ekonomické cíle – spolu s těmi ekologickými a sociálními – budou naplněny.

Závěrečné stanovisko: *Existuje reálný ekonomický potenciál pro vznik, fungování i další rozvoj ES Hříběcí hory. Projekt je z ekonomického hlediska realizovatelný a přijatelný – očekávané přínosy převyšují náklady, investice se navrátí v rozumném čase a provozní model je finančně soběstačný. Doporučujeme proto zahájit implementaci ES v navrženém rozsahu.*

7.4 SWOT analýza Energetického společenství Hříběcí hory

Pro celkové zhodnocení projektu byla zpracována také **SWOT analýza** – tedy identifikace vnitřních **silných a slabých stránek** ES HH a vnějších **příležitostí a hrozeb**, které mohou ovlivnit jeho ekonomické naplnění. SWOT analýza vychází z tvrdých dat o spotřebě a výrobě (kap. 3 a 4), z aktuální legislativy (Lex OZE II/III) a praktických zkušeností s provozem OZE v regionu. Hodnocení faktorů bylo provedeno s ohledem na dva režimy fungování – **variantu S (s FVE Litenčice)** a **variantu B (bez Litenčic do 2029)** – což

umožnilo posoudit dopad zapojení centrálního zdroje na jednotlivé položky. Následuje shrnutí hlavních zjištění této analýzy:

Silné stránky (Strengths):

- *Vysoký lokální potenciál výroby elektřiny:* Energetické společenství disponuje mimořádně silným výrobním zdrojem – **FVE Litence 638 kWp**, jejíž produkce dvojnásobně převyšuje roční spotřebu všech členů. Po jejím zapojení do ES (varianta S) bude komunita schopna pokrýt drtivou většinu své potřeby elektřiny z OZE a ještě generovat přebytky k prodeji. Jde o klíčovou výhodu projektu (ve variantě B tato výhoda dočasně chybí). Kromě toho má ES již nyní **šest střešních FVE o souhrnu ~188 kWp**, které diverzifikují zdroje a fungují v obou variantách (S i B). Celkový technický potenciál pro další instalace na střeších a brownfieldech v regionu je odhadován nejméně na dalších ~210 kWp, což dává prostor pro budoucí expanzi výroby.
- *Široká koalice zapojených subjektů:* Do ES Hříběcí hory se zapojily **4 obce (Zdounky, Roštín, Pačlavice, atd.) ve spolupráci s MAS Hříběcí hory** a také několik menších firem (např. G3 s.r.o., BIOGRUNT s.r.o.). Tato členská základna pokrývá veřejný i soukromý sektor a má silnou politickou podporu. **Shoda napříč obcemi a aktivní účast místních podniků** zvyšuje stabilitu a legitimitu projektu. Všichni klíčoví aktéři v regionu táhnou za jeden provaz, což usnadňuje realizaci investic i provozní rozhodování. Zapojené subjekty mají navíc **komplementární spotřebitelské profily** – od obecních úřadů a škol přes kulturní dům a domov seniorů až po zemědělský areál a výrobní podnik. Tato různorodost snižuje sezónní výkyvy a zajišťuje lepší využití vyrobené energie v průběhu dne i roku. Celkově je poptávkový profil ES díky diverzifikaci vyrovnanější a lépe sladěný s průběhem FVE výroby, což **zvyšuje technickou i ekonomickou proveditelnost** projektu.
- *Stabilní odběrové minimum – absorpce přebytků:* Součástí ES je podnik **G3 s.r.o. (areál Těšanky)**, který představuje stabilního velkoodběratele s roční spotřebou ~300 MWh a poměrně rovnoměrným denním odběrem (průmyslový provoz). Tento **stálý zatěžovací základ ~0,4 GWh/rok** je významný, protože dokáže **absorbovat špičky výroby** z FVE – zejména v létě, kdy by jinak docházelo k větším přetokům do sítě. Díky G3 (a dalším menším firmám) se vnitřní spotřeba ES rozšířila i na večerní a víkendové hodiny, což zlepšuje míru využití lokální energie. Ve scénáři bez velké FVE je význam stálého odběru ještě vyšší (spotřebuje menší přebytky z rooftop FVE). Přítomnost takového odběratele je pro ES velkou výhodou: zajišťuje **minimální hladinu poptávky**, do níž lze dodávat vyrobenou elektřinu místo jejího odtoku do DS.
- *Moderní řízení, infrastruktura a připravenost na změny:* Projekt od počátku počítá se zavedením **pokročilého energetického managementu (EMS)** a zapojením všech relevantních odběrů do měřicí a regulační soustavy. Již v první fázi (2025–2026) bude instalován systém **EMS light** s 15minutovým sběrem dat a virtuálním zúčtováním pro statické sdílení. Od poloviny roku 2027 se plánuje přechod na **plně**

dynamický alokační klíč (15 min) prostřednictvím Energetického datového centra (EDC), což umožní maximalizovat efektivitu sdílení. ES HH je tedy **technologicky připraveno** využít všech výhod komunitní energetiky, jakmile to legislativa a technické normy dovolí. Kromě toho je k dispozici moderní **IT architektura** pro komunikaci (LTE-M moduly pro sběr dat, cloudové řešení EMS) a počítá se s kybernetickým zabezpečením dle standardů (VPN, multifaktorová autentizace, segmentace sítí). Tato připravenost minimalizuje provozní rizika a umožní ES rychle reagovat na budoucí příležitosti (např. zavádění flexibility, zapojení agregátorů apod.).

- *Ekonomická výhodnost projektů a dostupnost dotací:* Všechny dílčí investice plánované v rámci ES (fotovoltaiky, baterie, ORC) byly vyhodnoceny jako ekonomicky rentabilní, zvláště při využití dostupných dotací. **IRR jednotlivých FVE projektů** se pohybuje v rozmezí ~12–17 % s dotační podporou, což znamená návratnost vložených prostředků typicky do 6–8 let. I bez dotací jsou menší projekty rentabilní (IRR ~6–11 %), obzvláště u podnikových instalací s plnou vnitřní spotřebou. Velká FVE Litenčice má díky existující infrastruktuře dokonce **nejnižší specifické náklady** (CAPEX jen 8–9 tis. Kč/kWp při repoweringu) a její rozšíření přináší nejvyšší IRR ~15 %. Díky těmto číslům a zajištěným dotacím z SFŽP a Modernizačního fondu je ekonomické riziko investic velmi dobře ošetřeno – **projektové cash-flow je robustní** i při konzervativních cenových scénářích. To je interní silná stránka ES: finanční plán je realistický a počítá s rezervami (např. ceny zařízení v rozpočtu zahrnují neočekávané výdaje, viz TSP kap. 5).

Slabé stránky (Weaknesses):

- *Závislost na jednom hlavním zdroji:* Silná orientace na centrální FVE Litenčice sice přináší enormní přínosy, ale zároveň představuje **riziko jednostranné závislosti**. V optimistickém scénáři S pokrývá tato jediná elektrárna přes 70 % veškeré výroby ES. To znamená, že jakýkoli výpadek či omezení tohoto zdroje (porucha, zdržení připojení, legislativní problém) **výrazně ovlivní fungování celého společenství**. Varianta B je v tomto ohledu odolnější – rozvoj je rozložen mezi více menších FVE, které jsou lépe diverzifikované. Avšak při absenci velké FVE zůstává ES do 2029 jen na cca 30% soběstačnosti a musí většinu elektřiny nadále nakupovat. Tato nízká soběstačnost varianta B je slabinou: projekt sice běží, ale nepřináší plný efekt a členové mohou být méně motivováni (úspory jsou menší). Celkově je tedy slabinou ES HH to, že **plný ekonomický potenciál je vázán na úspěch integrace jednoho velkého zdroje**, který leží mimo přímou kontrolu ES (vlastní ho externí subjekt).
- *Letní přebytky a omezení distribuční sítě:* V momentě zapojení FVE Litenčice se energetická bilance komunity přehoupne do výrazného **letního přebytku** výroby nad spotřebou. Bez dostatečně velké akumulace hrozí, že v poledních hodinách budou přetoky do DS přesahovat stanovené limity (na hladině NN je aktuálně limit 65 kW pro obec Pačlavice). To by vedlo k nucenému omezování výroby a ztrátě části potenciálních výnosů. Řešením je sice instalace centrální baterie ~1 MWh (fáze II) a implementace pokročilého řízení (dynamické řízení výkonu, obchodní

přebytky formou PPA), nicméně to vyžaduje dodatečné investice a koordinaci s distributorem. **Bez dostatečné akumulace** by přetížení sítě v létě mohlo brzdit efekt projektu (ve variantě S). Naproti tomu **ve variantě B jsou přebytky malé** a stávající návrh 330 kWh komunitních baterií plně postačuje k jejich pohlčení. Slabinou ES je tedy potenciální **nezbytnost dalších nákladů** na řešení letních špiček (bateriové moduly, úpravy sítě). Kromě toho geograficky roztržštěná venkovská síť MAS Hřibecí hory klade vyšší nároky na monitoring a řízení toků (nutnost dodržet profil napětí, proudové zatížení lokálních distribučních vedení apod.).

- *Omezené personální kapacity a zkušenosti:* Jako nově vznikající subjekt může mít ES HH zpočátku **omezené administrativní a odborné zázemí**. Vedení společenství bude zpočátku sestávat z pár zástupců obcí a partnerů, kteří nemají dlouhodobou zkušenost s provozem energetického podniku. To může vést k vyšší závislosti na externích dodavatelských službách (např. dodavatel EMS, agregátor flexibility, poradci pro legislativu). Omezený aparát ES může také ztěžovat řešení neočekávaných problémů nebo zpomalit rozhodování. Tato slabina je nicméně částečně adresována v návrhu projektu – počítá se s **outsourcingem expertních činností** (např. monitoring legislativy, technická podpora EMS) a s aktivním zapojením členů MAS, kteří mají relevantní zkušenosti. S růstem ES a přechodem do rutinního provozu by mělo dojít k postupnému posílení personálních kapacit (např. zaměstnání koordinátora ES na částečný úvazek placeného z úspor).
- *Financování fáze II a cash-flow v mezidobí:* V přechodném období do roku 2029 (bez velkého zdroje) generuje ES jen omezený provozní zisk (~1–1,6 mil. Kč/rok). Z toho musí pokrýt svůj provoz (~1,2 mil. Kč fixních nákladů/rok na EMS, konektivitu, administrativu) a tvořit rezervu na investice. **Cash-flow ES v letech 2025–2028 je napjaté**, protože se paralelně realizují investice fáze I (které sice z velké části pokryjí dotace, ale vyžadují předfinancování) a zároveň úspory rostou postupně. Hrozí tak **finanční přetlak** – potřeba kapitálu pro nové projekty může krátkodobě převýšit interně generované zdroje. To je slabina zejména ve variantě B, kdy absence velkých výnosů z Litenčic brzdí akumulaci peněz. Řešením je zajištění překlenovacího financování (např. krátkodobý úvěr či dotační zálohy) a opatrné nastavení finančního modelu ES v prvních letech (konzervativní tarif pro členy tak, aby ES zůstal dostatek marže na pokrytí nákladů). Tato slabá stránka je tedy **řešitelná finančním plánováním**, ale je třeba ji mít na paměti – rozvoj ES do fáze II nebude možný bez pečlivého řízení cash-flow v letech 2025–2028.

Příležitosti (Opportunities):

- *Další zapojení členů a rozšíření projektu:* ES HH by rozhodně mělo v budoucnu **rozšířit členskou základnu** o další obce v regionu Hřibecí hory (případně místní podnikatele či domácnosti). Již nyní je v návrhu počítáno s určitou rezervou výkonu (~15 % rezervovaného příkonu) pro připojení dalších odběrů. Zapojením dalších subjektů by se zvýšila celková spotřeba, což **zlepší bilanci sdílení** (ještě větší využití vyrobené elektřiny v rámci ES) a přinese to ekonomiku z objemu – rozloží se

fixní náklady na více členů. Vzhledem k úspěchu pilotního projektu lze očekávat zájem okolních obcí či i domácností zapojit se, jakmile to legislativa umožní. To je významná příležitost k **škálování ES** a dalšímu zvýšení přínosů (větší investiční projekty, komunitní fond apod.).

- *Inovace v oblasti flexibility a akumulace:* Regulační rámec komunitní energetiky se vyvíjí – zavádí se **Energetické datové centrum (EDC)** a pravidla pro agregaci flexibility. ES HH má příležitost se stát **lokálním agregátorem flexibility** pro své členy a okolí. Plánované bateriové systémy (celkem až 0,9 MWh) mohou poskytovat služby jako mFRR (regulační energie) – odhadovaný roční výnos ~0,27 mil. Kč by mohl růst s poptávkou po flexibilitě. Pokud se ES prokáže v pilotních projektech (např. mFRR 150 kW v roce 2026–2027), otevře se možnost **rozšířit tuto činnost** (větší baterie, zapojení dalších zdrojů jako např. řízené nabíjení elektromobilů nebo řízení spotřeby tepla). Flexibilita představuje perspektivní příležitost dodatečných zisků nad rámec klasických úspor z OZE. S tím souvisí i technologické trendy – ceny baterií mají dlouhodobě klesající tendenci a objevují se nové modely (např. využití second-life baterií z EV), což může snížit investiční náklady akumulace. Také **ORC jednotka 50 kWe** plánovaná v Roštíně (využití odpadního tepla z biomasy) je inovativní prvek – pokud se osvědčí, může ES rozšířit portfolio o další podobné zdroje (např. využití geotermální energie, výroba vodíku z přetoků atd.).
- *Vývoj cen energie a emisních povolenek:* Aktuální i výhledové ceny elektřiny jsou relativně vysoké a zahrnují rostoucí náklady na emise CO₂. ES HH má příležitost **profitovat z trendů dekarbonizace** – s rostoucí cenou silové elektřiny a distribučních tarifů budou úspory z vlastních OZE zdrojů stále cennější. Každé zdražení energie na trhu tak **zlepšuje relativní výhodnost** komunitní energetiky. I kdyby ceny naopak dočasně klesly, ES může levnější proud nakoupit a členové budou mít prospěch (negativní scénář není existenční hrozbou, jak ukázala citlivostní analýza). Celkově však politika EU směřuje k zdražování konvenční energie (skrze ETS, uhlíková daň atd.), což je příležitost pro ES: může **ušetřit ještě více** a případné **přebytky prodávat dráž** (nebo je využít k novým projektům, např. elektrolyzér, ukládání do tepla).
- *Podpůrné programy a komunitní projekty:* Kromě základních investičních dotací jsou k dispozici i další programy – např. **Národní rozvojová banka** nabízí zvýhodněné úvěry pro projekty komunitní energetiky, Ministerstvo průmyslu a obchodu vypisuje výzvy na chytré sítě a akumulaci, existují prostředky na vzdělávání a osvětu v obcích atd. ES HH může této příležitosti využít k **zajištění levného financování** či získání prostředků na soft aktivitu (workshopy, školení správce ES, energetický management členů apod.). Dále se otevírá možnost navázat spolupráci s jinými energetickými komunitami v ČR a sdílet know-how, případně společně lobovat za lepší podmínky. Díky pilotnímu statusu může ES Hříběcí hory získat **publicitu a politickou podporu**, což může přinést nepřímé

výhody (snazší vyjednávání s distributorem, vstřícnost regulačních orgánů, další členové se přihlásí dobrovolně).

- *Rozvoj sektoru komunitní energetiky:* Celkový přechod k decentralizované energetice je trendem, který přináší nové obchodní modely. ES HH může do budoucna **expandovat své služby** – např. provozovat místní **komunitní fond** pro financování úsporných opatření členů, poskytovat energii do nabíjecích stanic pro elektromobily v regionu, nebo investovat do úplně nových projektů (větrná elektrárna, bioplynové stanice s výrobou elektřiny a tepla pro členy apod.). Tím by se společenství stalo významným hráčem lokálního energetického trhu a maximalizovalo by využití lokálních obnovitelných zdrojů. Legislativa Lex OZE III již například umožňuje samostatně stojící bateriové systémy – ES by tak mohlo **budovat větší akumulární parky** a nabízet kapacitu dalším subjektům (nejen vlastním členům). Tyto vize jsou zatím nad rámec současného projektu, ale do budoucna představují značný rozvojový potenciál a příležitost, jak **znásobit ekonomický přínos** i posílit energetickou nezávislost mikroregionu.

Hrozby (Threats):

- *Legislativní a regulatorní rizika:* Úspěch ES HH je významně závislý na platném legislativním rámci (Energetický zákon a navazující vyhlášky) a podpoře komunitní energetiky státem. Ačkoli Lex OZE II a III již vstoupily v platnost a umožnily základní model sdílení, stále hrozí **zpoždění či nejistota v implementaci** – např. pokud by Energetické datové centrum (EDC) nebylo připraveno na dynamické sdílení ani v roce 2027, muselo by ES déle fungovat v provizorním statickém režimu (to by však mělo jen marginální dopad na úspory, statický model je ~85–90% tak efektivní jako dynamický). Větší hrozbou by byla **nepříznivá změna legislativy** v budoucnu – např. omezení komunitního sdílení, snížení výše podpor, administrativní zátěž apod. Tato rizika jsou mimo kontrolu ES, ale lze je mitigovat aktivním monitoringem a připraveností na alternativy. Konkrétně se doporučuje průběžně sledovat legislativní vývoj a být připraven na případný **odlišný provozní model** pro FVE Litenčice, pokud by ji nešlo zapojit standardní cestou do sdílení – např. varianta přímého PPA kontraktu s ES nebo využití “hybridního” režimu (část výkonu s rezervací pro ES, zbytek standardně do sítě). Celkově je legislativní riziko vyhodnoceno jako **akceptovatelné** a k datu studie spíše nízké (trendu rozvoje komunitní energetiky jde státní správa naproti), avšak nelze ho ignorovat.
- *Technická rizika a limity sítě:* Jak již bylo zmíněno ve slabých stránkách, **technické limity distribuční sítě** mohou ohrozit plné využití projektu. Konkrétní hrozbou je, že **distributor neschválí navýšení exportních limitů** ani po roce 2026 (dynamické limity), což by znamenalo, že agregovaný přetok z ES musí být trvale omezen na 65 kW na NN. V kombinaci s plným výkonem FVE Litenčice by tak ES nemohlo vyvést do sítě veškeré přebytky – muselo by je buď **akumulovat, nebo omezovat výrobu**. Pokud by z nějakého důvodu selhal plán instalace centrálních baterií (např. nedostupnost financí či technologií), vzniká riziko, že v létě dojde k **odstávkám části výroben** kvůli přetížení sítě. Dalším technickým rizikem může

být **porucha či havárie klíčových zařízení** – např. výpadek centrálního měření/EMS by komplikoval interní zúčtování; porucha trafostanice u FVE Litenčice by odstavila tento zdroj na delší dobu; nedostatečná statická pevnost střech by mohla zdržet instalaci některých FVE (u KD Pačlaviče či Sokolovny se provádí diagnostika krovů). Tato rizika lze mitigovat technickými opatřeními: **instalací redundantních prvků a pravidelnou údržbou**, navržením “fail-safe” režimů (např. v případě kybernetického útoku či výpadku cloudu EMS přejde ES do základního statického klíče, aby pokračovalo sdílení). Nutné je též **průběžně jednat s distributorem** – hrozbu nepovolování navýšení rezervovaného příkonu lze řešit aktivnější komunikací a spoluprací s DSO či hledáním alternativ (např. zřízení lokální distribuční soustavy, pokud by to do budoucna dávalo smysl). Technická rizika tedy existují, ale jsou **řiditelná** a byla identifikována jako přijatelná při správném ošetření (podmínky provozu byly konzultovány s distributorem EG.D v rámci přípravy projektu a nebyly shledány nepřekonatelnými překážkami).

- *Rizika realizace investic a provozu:* Při implementaci projektu mohou nastat **zpoždění či komplikace** – např. při výběrových řízeních na dodavatele technologií, v procesech povolování staveb (FVE potřebují stavební souhlas, připojení k DS atd.), nebo v administrativě spojené se založením ES jako právnické osoby a získáním licencí od ERÚ. **Zpoždění klíčových milníků** (např. pokud by dynamické sdílení nebylo spuštěno v 2027, nebo ORC jednotka nestihla být instalována před zimou 2027/28) by mohlo dočasně **snížit dosažené úspory** či prodloužit návratnost. Tato hrozba je reálná, protože koordinace několika projektů (FVE, BESS, IT systém) ve více obcích najednou je logisticky náročná. Zde je mitigační strategií **důsledný projektový management** – harmonogram zavádění byl v TSP detailně rozfázován, zodpovědnosti rozděleny a byly stanoveny kontrolní milníky (viz dále kapitola 7.6). Dále existuje riziko **nedodržení plánovaných parametrů** – např. nižší skutečná výroba FVE (vlivem počasí či nečistot), nižší účinnost baterií, pomalejší náběh flexibilních trhů. Tyto nejistoty byly v analýze zohledněny konzervativními předpoklady, takže spíše hrozí pozitivní překvapení (skutečné výsledky lepší než model). Přesto, **nejistota projekce** je hrozbou vždy – proto bude důležité průběžně sbírat data z provozu a **aktualizovat ekonomickou studii** (plánováno v letech 2025 a 2027), aby vedení ES mohlo činit informovaná rozhodnutí na základě reality.
- *Ekonomické a tržní riziko:* Jakkoli byl projekt testován na citlivost cen, stále existuje hrozba **nepředvídatelných tržních výkyvů**. Například extrémní pokles cen elektřiny (hluboko pod 2 Kč/kWh) by omezil finanční motivaci pro OZE – v takovém případě by ekonomické přínosy ES byly menší (stále však pozitivní). Nebo naopak, výrazný růst úrokových sazeb by zdražil případné úvěrové financování. Dalším rizikem je **změna dotačních podmínek** – pokud by v budoucnu nebyly k dispozici dotace na fázi II (baterie 500 kWh), muselo by ES investici pokrýt z větší části samo, což by mohlo zhoršit výnosnost (ale podle propočtu by i tak IRR zůstalo kolem 10 %). **Inflace cen technologie** (např. zdražení baterií či fotovoltaiky o 20 %) by snížila efektivitu projektu, ale citlivostní analýza ukázala, že vliv ±20 % CAPEX je

zvládnutelný – NPV zůstává kladné. Vnější ekonomické hrozby jsou zkrátka přítomné, ale projekt má robustní rezervy. Navíc ES má možnost reagovat: v případě nízkých cen může elektřinu ukládat a čekat na výhodnější prodej (arbitráže), v případě drahých technologií se dají některé investice odložit či zmenšit rozsah. Jako u každého dlouhodobého záměru je důležitá **finanční flexibilita** – ES HH je připraveno přizpůsobit tempo a rozsah rozvoje aktuálním podmínkám tak, aby ekonomická výhodnost zůstala zachována.

Shrme-li SWOT analýzu: Projekt ES Hříběcí hory stojí na pevných **silných stránkách**, mezi něž patří bohatý lokální potenciál OZE, silná členská základna a kvalitní příprava technického řešení. Tyto vnitřní předpoklady dávají společenství dobré vyhlídky na úspěch. Zároveň existují určité **slabiny**, zejména dočasné omezení soběstačnosti bez velké FVE a nutnost zvládnout financování přechodného období – ty však lze správným řízením zmírnit. Projekt se odehrává v době velkých **příležitostí**: trendy v energetice a podpora z veřejných zdrojů mu jdou na ruku a nabízejí možnosti dalšího růstu (flexibilita, rozšíření ES, inovace). Na obzoru jsou i **hrozby**, především regulační a technické, avšak žádná z nich není tak kritická, aby zásadně zpochybnila proveditelnost projektu – při včasné mitigaci a adaptivním přístupu lze těmto rizikům čelit. **Celková bilance SWOT** je tedy pozitivní: výhody a příležitosti ES Hříběcí hory převyšují jeho slabiny a rizika.

7.5 Analýza rizik a návrh mitigace

V návaznosti na SWOT byly detailně posouzeny klíčové **rizikové oblasti** a navržena opatření k jejich ošetření (mitigaci). Níže uvedená **Tabulka 7.2** shrnuje nejvýznamnější identifikovaná rizika pro ekonomickou realizaci ES HH, jejich odhadnutý dopad, a především konkrétní mitigace či manažerské kroky, jimiž lze riziko snížit na přijatelnou úroveň. Tato analýza vychází zejména z výstupů technicko-ekonomické studie proveditelnosti (kap. 4.7.4 TSP) a zohledňuje i nové legislativní skutečnosti k roku 2025.

Tabulka 7.2 – Hlavní rizika projektu ES Hříběcí hory a navržená mitigace

Riziko (oblast)	Důsledky pro ES (dopad)	Mitigační opatření / Milník (návrh řešení)
Nízká energetická soběstačnost do 2029 (omezené OZE bez FVE Litence)	Vyšší náklady na energie pro členy, pomalejší úspory; riziko ztráty motivace některých členů ES kvůli menším přínosům.	Maximalizovat výrobu z menších zdrojů v mezidobí: co nejrychleji realizovat všech ~0,3 MWp plánovaných střešních FVE (obecních i firemních); rozhodnout o instalaci ORC 50 kWe v BEC Roštín do Q4 2026 (jediný zdroj zimní elektřiny před 2030). Tím zvýšit soběstačnost na maximum možného před rokem 2030 a udržet ekonomické přínosy i motivaci členů.
Finanční přetlak (investice vs. pomalejší cash-flow v letech 2025–28)	Nedostatek volných financí na další rozvoj; možné zpoždění některých projektů kvůli chybějícímu kapitálu (brzdí to dosažení cílů ES).	Zajištění překlenovacího financování a opatrné finanční řízení: v případě potřeby využít krátkodobý úvěr nebo zálohovou dotaci z Modernizačního fondu pro financování investic, než se dostaví úspory. Nastavit konzervativní tarif ES pro roky 2026–2028 – tj. ponechat větší část úspor v rozpočtu ES (menší podíl okamžitě předávat členům), aby se vytvořila dostatečná rezerva na investice. Po roce 2028 lze tarif opět uvolnit.

Riziko (oblast)	Důsledky pro ES (dopad)	Mitigační opatření / Milník (návrh řešení)
Odklad repoweringu nebo porucha FVE Litenčice (technické riziko hlavního zdroje)	Ohrožení realizace fáze II; pokud by FVE Litenčice nebyla modernizována nebo by vypadla z provozu, ES nedosáhne plánované soběstačnosti >80 % a nedosáhne plánovaných zisků po 2030.	Právní a technické zajištění klíčového zdroje: nejpozději v roce 2025 uzavřít Memorandum s vlastníkem FVE Litenčice o budoucím připojení do ES (zajistí smluvně závazek obou stran). Naplánavat repowering FVE v roce 2027 – výměna či doplnění panelů a střídačů pro zvýšení spolehlivosti a výkonu. Provést technický audit FVE v roce 2028 k prověření stavu před integrací. Tato opatření minimalizují riziko, že by FVE nebyla k dispozici v roce 2030.
Změna legislativy OZE/komunitní energetiky (regulační riziko)	Nejistota nebo omezení připojení FVE Litenčice do ES; možné snížení výhod sdílení (např. zavedení poplatků za sdílení); obecně riziko, že projekt nebude moci fungovat dle plánu kvůli vnějším předpisům.	Průběžný legislativní monitoring a flexibilní smluvní modely: sledovat vývoj zákonů a vyhlášek (ERÚ, MPO) – v případě negativních změn včas reagovat. Připravit si alternativní scénáře pro FVE Litenčice: např. pokud by nebylo možné plné sdílení, mít variantu hybridního PPA (přímý výkup většiny elektřiny ES za zvýhodněnou cenu) nebo variantu s omezeným exportním režimem. Také průběžně komunikovat s ERÚ a SFŽP (dotační orgán) o dopadech regulace. Díky tomu ES nepřijde o klíčové benefity ani při nečekané změně pravidel.

(Kromě výše uvedených byly identifikovány i další rizikové položky – např. **dostupnost bateriových článků** (riziko skokového zdražení nebo výpadku dodávek LFP baterií; mitigace: uzavírat rámcové smlouvy, případně využít second-life články), či **kybernetická bezpečnost** systému (riziko hackerského útoku na cloud EMS; mitigace: zavést VPN, segmentaci sítí OT a multifaktorovou autentizaci pro přístup). Tato rizika však mají spíše technický charakter a jejich dopad na ekonomiku ES je nepřímý – proto nejsou rozvedena v hlavní tabulce.)

Z výše uvedené analýzy plyne, že projekt ES Hříběcí hory **nečelí žádným neřešitelným rizikům**. Všechna významná rizika byla včas identifikována a jsou ošetřena konkrétními opatřeními. Je zásadní, aby vedení ES tato opatření skutečně realizovalo v příslušných termínech (milnících) – tím se rizika udrží v přijatelných mezích a projekt bude pokračovat podle plánu. Doporučuje se vytvořit živý **rizikový registr** ES, kde budou jednotlivá rizika sledována, přiřazena odpovědným osobám a pravidelně aktualizována pravděpodobnost a dopad. Minimálně jednou ročně by měl výbor ES provést revizi rizik a vyhodnotit účinnost mitigací, případně zavést nové kroky pro nově vzniklé hrozby.

Celkově vzato, při dodržení navržených mitigací nepředstavují rizika zásadní překážku ekonomické proveditelnosti ES Hříběcí hory. Projekt má robustní rámec, který umožní překonat i případné obtíže (např. krátkodobé výkyvy cen či drobná zpoždění) bez ohrožení konečného cíle.

7.6 Harmonogram realizace a milníky projektu

Ekonomické vyhodnocení by nebylo kompletní bez zohlednění **časového hlediska** – tedy harmonogramu, v jakém budou přínosy ES Hříběcí hory realizovány. Byl proto sestaven podrobný časový plán (viz TSP kap. 4.6.5), který rozfázoval implementaci projektu do konkrétních kroků v letech 2024–2030+. Níže uvádíme shrnutí hlavních milníků a etap projektu, spolu s jejich významem pro ekonomiku ES:

- **2024 – Založení ES a příprava projektu:** V roce 2024 došlo k formálnímu založení Občanského energetického společenství Hříběcí hory, z.s. a získání podpory z Výzvy č. 7 (Národní plán obnovy). Proběhla detailní technická a ekonomická studie proveditelnosti. Současně byly zahájeny první investice: v obci Roštín byla **instalována FVE 95 kWp (Bioenergetické centrum Roštín)** v 6/2024, na ZŠ Roštín pak menší FVE 15 kWp. Tyto pilotní instalace již v roce 2024 generují první kWh elektřiny a ověřují procesy (povolování, připojení) pro další projekty. Z ekonomického pohledu je rok 2024 **počáteční investiční fází** – vynakládají se prostředky na studie a první FVE (převážně z dotačních zdrojů), přímé úspory pro členy zatím nejsou realizovány.
- **2025 – Projektová příprava a rozšíření ES:** V roce 2025 vstupují do ES noví členové (podnik G3, farma BIOGRUNT, obec Zdounky – DPS a kulturní dům), čímž se počet odběrných míst rozšiřuje na 15 a zvyšuje se spotřeba na ~835 MWh. Probíhá intenzivní **projektování dalších FVE** – připravuje se dokumentace a žádosti o dotace pro instalace v obcích Pačlavice, Zdounky (sociální služby), Sokolovna, dále pro firemní FVE G3 a BIOGRUNT. Do Q1 2026 má být hotová PD a získaná povolení pro všech pět plánovaných FVE (celkem ~0,25 MWp). Paralelně jsou vysoutěženy a objednány **bateriové systémy** pro první fázi: 2× 20 kWh (pro KD Pačlavice a DPS Zdounky) – jejich instalace proběhne koncem 2025. Dále ES buduje **IT infrastrukturu**: ve 2. polovině 2025 je zprovozněn jednoduchý EMSlight a vytvořen **virtuální odběrný bod** pro souhrnnou fakturaci (zatím s využitím statického klíče 70/25/5, který simuluje budoucí sdílení). Tento “suchý běh” EMS umožní testovat komunikaci a připravit členy na ostrý provoz. Ekonomicky je rok 2025 stále investiční – čerpají se dotace, členové mohou zatím těžit drobné úspory z optimalizace rezervovaného příkonu (pokud již připraví podklady pro sjednocení OM) a z prvních FVE, ale hlavní efekty se projeví až v dalších letech.
- **2026 – Zahájení provozu ES (statický model):** K 1. 1. 2026 vstoupí v platnost novela zákona (Lex OZE III) umožňující oficiálně komunitní sdílení. ES Hříběcí hory zahajuje ostrý provoz **sdílení elektřiny** mezi svými členy, prozatím pomocí **statického alokačního klíče** (podíl rozdělení výroby 70/25/5 mezi členy). Dochází ke **sloučení 15 OM do jednoho virtuálního OM** u distributora – tím se okamžitě realizuje úspora fixních plateb ~56 tis. Kč/rok. Během roku jsou dokončeny hlavní investice fáze I: v obci Pačlavice se **instaluje FVE 99 kWp + baterie 90 kWh** (realizace proběhne do léta 2026), dále **firemní FVE 59 kWp G3 a 59 kWp BIOGRUNT** (s dotací z Modernizačního fondu) – tyto dvě střešní elektrárny by měly být připojeny do konce roku 2026. Také obec Pačlavice instaluje menší **FVE 50 kWp na KD + baterii 30 kWh** (pokud to dovolí kapacita kabelu NN, případně se počká na jeho výměnu v r. 2029). Koncem roku 2026 tak bude v provozu většina nových zdrojů – celkem cca **0,25 MWp nových FVE a 160 kWh nových baterií**. Po ekonomické stránce začne ES v roce 2026 poprvé vykazovat **výraznější finanční efekty**: díky sdílení elektřiny a úsporám z FVE dosáhne čistý roční přínos ~1–1,8 mil. Kč (dle rozsahu zprovozněných zdrojů). Tyto prostředky pokryjí provozní náklady ES a zbytek vytvoří počáteční **fond rezerv**.

- **2027 – Dynamické sdílení a pilot flexibility:** V polovině roku 2027 (předpoklad 1. 7. 2027) vstoupí v činnost Energetické datové centrum ERÚ, což ES HH umožní přejít na **dynamický model sdílení (15min)**. Tím se ještě zvýší efektivita – alokace vyrobené elektřiny bude přesnější a spravedlivější dle aktuální spotřeby členů. V roce 2027 také **dokončí instalace obecní FVE** na zbývajících budovách: v letních prázdninových termínech se realizuje **FVE 15 kWp na ZŠ, 15 kWp na MŠ a 30 kWp na Sokolovně** (celkem +60 kWp). Dále se uvádí do provozu **větší bateriové úložiště 100 kWh v areálu G3 Těšanky** – to bude sloužit pro první plnohodnotný pilot poskytování regulace (mFRR) v praxi. ES tak začne **vydělávat prodejem flexibility** (oček. výnos ~0,3 mil. Kč/rok). Pokud bude schválen projekt ORC 50 kWe v Roštíně, proběhne v roce 2027 jeho výstavba tak, aby od zimy 2027/28 dodával do ES elektřinu i teplo (tím pomůže pokrýt zimní spotřebu a dále zvýší soběstačnost). Ke konci roku 2027 se tedy naplní většina “stávajícího” investičního plánu. Ekonomicky bude rok 2027 **zlomový** – čistý roční přínos ES stoupne na ~1,5–2,4 mil. Kč a kumulativně od vzniku ES se již přiblíží pokrytí všech dosavadních investičních výdajů. ES se stane **ziskové jako celek** (breakeven point v konzervativním scénáři nastane právě mezi roky 2026–2028). Prioritou pro 2027 bude také **přehodnocení dalšího postupu** – v Q2 2027 se má podle plánu provést vyhodnocení výsledků fáze I a rozhodnutí o přípravě fáze II (centrální úložiště).
- **2028 – Konsolidace a maximální využití střešního potenciálu:** Rok 2028 bude ve znamení dokončení všech komunitních projektů bez FVE Litenčice. K dispozici již budou všechny střešní elektrárny (celkem ~0,48 MWp včetně stávajících) a baterie ~330 kWh (distribuované v obcích a u firem). ES HH tak dosáhne soběstačnosti ~40 % a většina vyrobené elektřiny bude díky akumulaci a dynamickému sdílení spotřebována uvnitř komunity. **Čistý roční přínos** v roce 2028 se odhaduje na ~1,5 mil. Kč (bez Litenčic) až 2,4 mil. Kč (v případě zapojení Litenčic). Provoz ES se stane rutinním – nastaví se jednotný systém reportingu a účtování, který zjednoduší administrativu (plán přejít v 1. pololetí 2027 na jednotný spotový reporting import/export pro snadné vyhodnocování). Koncem roku 2028 bude **naspořeno na účtu ES již několik milionů Kč přebytků** (v optimistickém scénáři až 6,4 mil. Kč). Tyto prostředky poslouží jako spoluúčast na financování velké baterie a případně dalšího rozvoje. Zároveň už budou **splaceny případné úvěry** z počáteční fáze (pokud byly čerpány – očekává se, že do 2028 budou splaceny všechny krátkodobé závazky z let 2025–26). ES tak vstoupí do závěrečné fáze jako finančně zdravý subjekt s historickými daty, která dokazují funkčnost modelu. To bude důležité pro získání důvěry členů i partnerů pro další velký krok.
- **2029 – Příprava integrace FVE Litenčice:** V roce 2029 začnou práce na **fázi II**. V souladu s doporučeními se počítá s tím, že po vyhodnocení provozu do 2027 vedení ES rozhodne o pořízení centrálního bateriového systému (**Modul II ~500 kWh u trafostanice Litenčice**) a o plánech na zapojení FVE Litenčice do sdílení od roku 2030. Samotná implementace fáze II je plánována **po roce 2029** (viz dále), ale již v roce 2029 proběhnou klíčové přípravné kroky: vyhodnocení dat z dosavadního provozu, aktualizace studií (TSP i ESP) s ohledem na nové

podmínky, zajištění povolení pro instalaci baterie u VN přípojky, případně začátek veřejné zakázky na dodavatele. Dále se v roce 2029 provede **revize a upgrade FVE Litenčice** – dle plánu repowering přidá ~150 kWp nových panelů a modernizuje střídače, aby elektrárna byla připravena pro komunitní provoz. Proběhne také finální **právní a organizační příprava**: ES získá licenci na obchod s elektřinou (pokud již nemá), doladí smluvní vztahy s vlastníkem FVE Litenčice dle uzavřeného memoranda a nastaví procesy zúčtování tak, aby od 2030 bylo vše připraveno. Ekonomicky vzato bude rok 2029 posledním rokem “omezujícího” scénáře – čistý přínos ~1,6 mil. Kč, soběstačnost ~40 %. Bude to však zároveň rok, kdy ES investuje naspořené prostředky do budoucí expanze (příprava centrálního úložiště atd.), čímž dočasně klesne likvidní zůstatek. Přesto by ke konci 2029 měla **finanční kondice ES** umožňovat spustit velkou investici s pomocí dotace (očekává se kombinace vlastních ~6 mil. Kč a dotace ~6 mil. Kč na baterii 500 kWh). V tomto roce také dojde ke **strategickému rozhodnutí** – zda pokračovat ve standardním rozvoji podle plánu (zapojit Litenčice) nebo zvažovat i alternativy (kdyby např. legislativa stále nebyla připravena, ES může zvážit expanzi jinač – ale to je nepravděpodobné).

- **2030 – Realizace fáze II (centrální zdroj a akumulace):** Rok 2030 je vize pro plné naplnění ekonomického potenciálu ES HH. Očekává se, že v průběhu roku 2030 (možná již v 1. polovině roku) dojde k **připojení FVE Litenčice do režimu ES** – buď formálně vstoupí elektrárna do společenství jako výrobní člen, nebo se uzavře smlouva umožňující sdílení její produkce. Současně bude uveden do provozu **Modul II centrální BESS ~500 kWh** u trafostanice Litenčice, který zajistí pohlcení přebytků a možnost poskytovat až 600 kW regulační výkon. Tím ES získá novou kvalitu – stává se plnohodnotně **energeticky soběstačným** v roční bilanci (>80 % krytí OZE) a navíc může **exportovat významné přebytky** do sítě či je využít k dalšímu podnikání (např. výroba vodíku, prodej do sousedních společenství). Ekonomický přínos ES od roku 2030 vyskočí na **>2,5 mil. Kč ročně**, což dramaticky zlepšuje finanční možnosti – **každý rok přebytků pak může financovat novou investici**. V roce 2030+ se tedy předpokládá, že ES bude plně soběstačné i co do financí: další případné projekty (např. **“realistický scénář” rozšíření střeš o dalších ~0,22 GWh produkce do 2032**) již mohou být hrazeny z vlastních zisků. Harmonogram po roce 2030 bude upřesněn v aktualizaci studie v roce 2029, nicméně výhledově se počítá s **udržitelným modulárním rozvojem** – ES bude postupně přidávat další zdroje a funkce podle toho, jak se osvědčí předchozí etapa a jaké budou podmínky na trhu. Důležité je, že **od 2030 se projekt dostává do fáze zralosti**: všechna hlavní aktiva jsou v provozu, dluhy (pokud byly) splaceny a společenství generuje významný přebytek. Ten lze využít nejen na reinvestice, ale i na podporu členů či komunitní projekty dle stanov (např. zřízení fondu pro energetické úspory, podpora veřejně prospěšných aktivit v obcích apod.).

Z výše popsaného harmonogramu je zřejmé, že **ekonomické přínosy ES Hřiběcí hory se budou postupně zvyšovat** s tím, jak projekt přechází z pilotní fáze do plného rozvoje. Počáteční investiční záporné toky v letech 2024–25, od roku 2026/27 již kladné roční

přínosy převažující nad náklady a zlom nastává ~2027–28, pak strmý růst přebytků po zapojení velké FVE kolem 2030. Z hlediska milníků lze projekt charakterizovat třemi obdobími:

1. *Přípravná a investiční fáze (2024–25)* – vysoké výdaje, nulové příjmy, budování základů.
2. *Provozní pilotní fáze (2026–2029)* – ES funguje se střechami a malými bateriemi, generuje se umírněný zisk, financují se z něj zbývající investice.
3. *Plná zralost a rozvoj (od 2030)* – ES disponuje velkým zdrojem a akumulací, maximalizuje přínosy, stává se plně soběstačným a financuje nové projekty z vlastních zdrojů.

Tento harmonogram potvrzuje, že projekt je **časově naplánován realisticky** a v souladu s ekonomickými možnostmi. Sekvenční modulární výstavba zajišťuje, že v každém kroku ES získá novou funkčnost a zároveň si ověřuje ekonomické předpoklady, než přikročí k větší investici. Tím se minimalizuje riziko finančního neúspěchu – v každé fázi lze případně upravit další postup podle aktuálních výsledků. Pro naplnění harmonogramu je klíčové, aby byly dodrženy milníky (jako dynamické sdílení od 7/2027, integrace FVE do 1/2030 apod.), k čemuž byla v rizikové analýze stanovena opatření.

Závěr kapitoly harmonogram: ES Hříběcí hory je nastaveno tak, že **v krátkodobém horizontu 2025–2029 upevní své fungování, dosáhne postupně finanční stability a do roku 2030 překlopí projekt do plně soběstačné a ziskové podoby**. Harmonogram je přiměřeně ambiciózní a reflektuje jak technické, tak finanční možnosti účastníků. Po roce 2030 bude mít ES vybudovanou pevnou pozici, z níž může pokračovat v dalším rozvoji podle potřeb komunity a nových výzev energetické transformace.