

VYUŽITÍ DAT ZE SMART METERŮ PRO ÚČELY DISPEČERSKÉHO ŘÍZENÍ A PROVOZU SÍTÍ NN / OHLÉDNUTÍ ZA PILOTNÍM PROJEKTEM SMARAGD

Jiří Mareš, Martin Šula, Michal Gála (EG.D, a.s.)

Příspěvek se zabývá popisem aktuálního stavu, zároveň je ohlédnutím za pilotním projektem SMARAGD, zaměřujícím se na chytré měření ve společnosti EG.D. Dále se zaměřuje na popis a příklady využití dat ze smart meterů pro účely dispečerského řízení a provozu sítí na hladině nízkého napětí v EG.D.

The paper deals with a description of the current state and a look behind the pilot project SMARAGD, focusing on smart metering in the company EG.D. It also focuses on the description and examples of the use of data from smart meters for the purposes of dispatch control and operation of networks at the low voltage level in EG.D.

1. SMARAGD – DŮVODY PRO REALIZACI (CÍLE) PROJEKTU V DOBĚ VZNIKU, ROZSAH PROJEKTU

Realizace projektu Smaragd byla ze strategického pohledu EG.D nutným přípravným krokem na budoucí roll-out smart meteringové (SM) technologie tak, abychom byli procesně a technologicky připraveni na její hromadné nasazení a používání. Projekt Smaragd spočíval v implementaci následujících hlavních technologických prvků – chytré elektroměry, koncentrátoři (v případě PLC technologie) a odečtová centra.

Cíle projektu byly rozděleny do 3 částí, **technické, ekonomické a strategické**.

Technické cíle zahrnovaly testování dostupných technologií uvažovaných pro budoucí roll-out AMM (Advanced Metering Management) včetně všech dostupných funkcionalit. Integrace do ostatních interních systémů s napojením na Řídicí informační systém (RIS).

Z pohledu **ekonomického** měl projekt ukázat reálný vývoj cen technologie v čase a získat relevantní data pro zhodnocení o nasazení technologie, zefektivnit proces sběru dat a snížit provozní náklady na oblast měření.

Nejvýznamnějším cílem projektu z pohledu **strategického** byla příprava na budoucí roll-out AMM z pohledu procesních změn, příprava dotčených útvarů EG.D na budoucí provozování systému, stejně tak zapojení mobilních operátorů do této problematiky.

Rekapitulace rozsahu a milníků projektu

- 35 000 ks chytrých elektroměrů pod centrálou SMDC
- Získání zkušeností s technologií chytrého měření v EG.D
- Příprava na rollout chytrého měření

1—2—3—4—5—6—7→

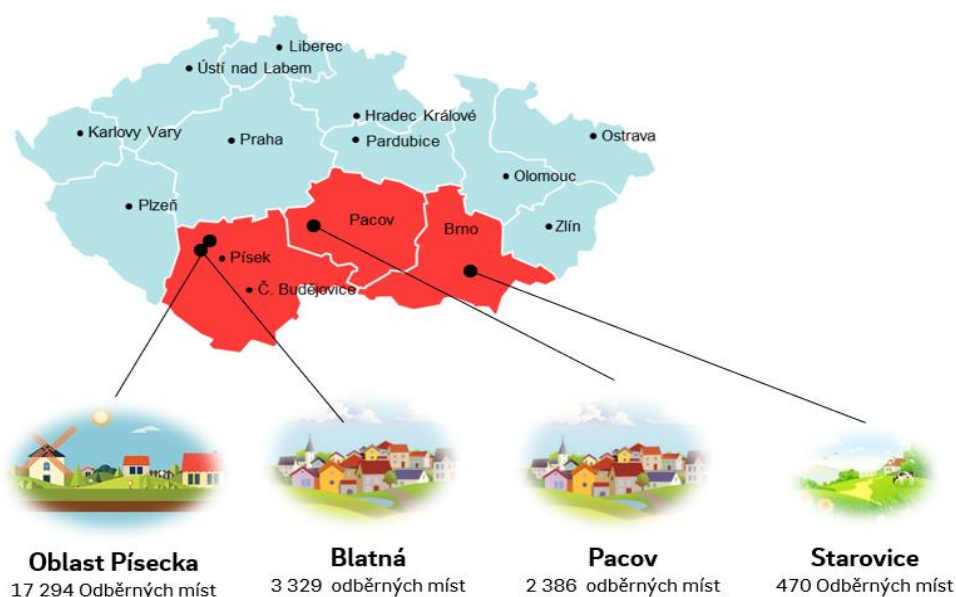
<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>02/2019</u>	<u>2020</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>
Píší se technické specifikace a zadání projektu. Probíhá také kick-off projektu.	Zahajujeme výběrové řízení na dodavatele systému. Výběrové řízení se protahuje na 2 roky.	Původní dodavatel neplní stanovené termíny a práce vážně, musíme ukončit spolupráci. Nový dodavatel: 	Uvedení OC Smaragd do provozu <u>2021</u> Nainstalováno 4500 ks chytrých elektroměrů na technologii PLC + úspěšně absolvován milník SAT testů 4500	Pokračování v instalaci PLC ELM + Rozšíření o P2P technologii	Zajištění instalace P2P a PLC ELM v termínu stanoveném dotacemi Clean-up systému Realizace testů systému	Dokončení cleanupu systému SMARAGD Realizace testů a předání výstupů Předání technologie SMARAGD do provozu Závěrečná zpráva projektu SMARAGD

Obrázek 1: Rekapitulace rozsahu a milníků projektu

V rámci projektu byla úspěšně nainstalována a otestována technologie PLC (power line communication) a technologie P2P.

Na Obrázek 2 můžeme vidět rozsah instalace PLC v oblasti Písecka na jihu Čech. Bylo osazeno 17 294 OM (odběrných míst). Další oblast osazena technologií PLC je chytrá obec Starovice. Dále jsme osadili oblast Blatné a Pacova technologií P2P, která je právě využívána i pro aktuální rollout chytrého měření v síti EG.D.

Zavádění inteligentních měřicích systémů, které podpoří aktivní účast zákazníků na trhu s elektřinou, nařizuje členským státům Evropské unie směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019.



Obrázek 2: Rozsah projektu Smaragd dle jednotlivých oblastí nasazení v EG.D

Ta zároveň stanovuje další související technické oblasti, které členské státy zavedou a přijmou. Ať už jsou to například funkční a technické požadavky na tyto systémy, anebo interoperabilita těchto systémů a jejich schopnost poskytovat výstupy z měření pro další spotřebitelské systémy, jako jsou například domácí automatizace.

Česká republika na základě této směrnice vydala v roce 2020 novou vyhlášku č. 359 o měření, která právě definovala rozsah implementace inteligentního měření a větší část technických požadavků. Vyhláška v rámci zavádění požaduje do července 2027 instalovat smart meter na všechna odběrná místa na napěťové hladině do 1 kV s průměrnou roční spotřebou 6 MWh a více. V letošním roce vyšla revize vyhlášky, která rozšiřuje požadavek na implementaci o všechna odběrná místa s dvou tarifním měřením do roku 2032.

Tato vyhláška jinými slovy definovala požadavek na parciální rollout, na který se ukázala v podmínkách sítě EG.D jako vhodnější technologie P2P (bod-bod).

Technologie PLC je komunikační technologie založená na principu komunikace po venkovním vedení do nejbližší transformační stanice, na které je umístěn datový koncentrátor. Datový koncentrátor obsahuje SIM kartu a sesbírání data z elektroměrů pak posílá vzduchem přes akvizitní systém HES (head end system) dále až do odečtové centrály. Jednotlivé chytré elektroměry fungují jako zesilovače signálu, a proto při jejich nízké penetraci v dané lokalitě technologie nefungují spolehlivě.

Technologie P2P se naopak hodí na parciální rollout a libovolnou hustotu osazení chytrých elektroměrů v uvažované lokalitě. Funguje na principu komunikace bod-bod. Každý elektroměr je osazen SIM kartou a komunikuje přes akvizitní systém HES přímo do odečtové centrály. Komunikace P2P smart meterů je tedy v principu podobná té u mobilních telefonů.

2. TESTY A VÝSTUPY PROJEKTU

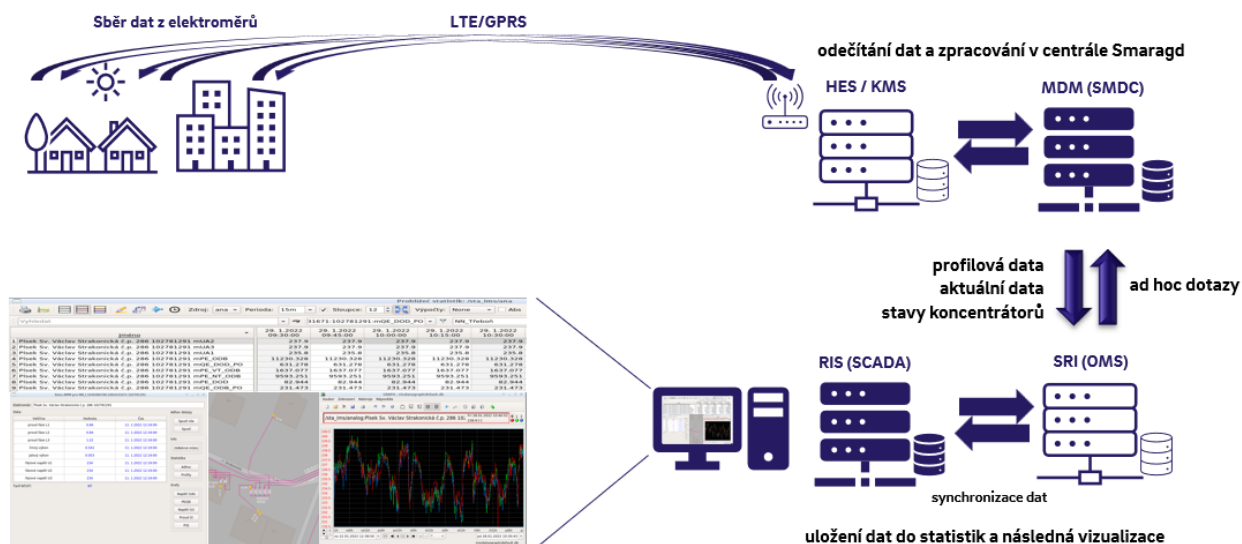
Základní testy v průběhu instalace chytrých elektroměrů do sítě byly stanoveny dle našich KPI. Požadovali jsme odečtenost systému AMM nad 98 %. U testu operativního řízení zátěže na technologii PLC jsme požadovali u 50 % SM (smart meterů) reakci na povel do 5 minut a u 90 % SM reakci do 15 minut.

Nad rámec těchto základních testů jsme měli možnost si systém podrobně otestovat dle požadavků definovaných naším businesssem. Zde je pak výčet těch nejzajímavějších situací a testů.

Interface na dispečerská řídicí systém (SCADA):

Podařilo se zajistit interface na dispečerský řídicí systém (SCADA) (viz **Obrázek 3** *Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.*) pro historická profilová data a odečty okamžitých hodnot. Tento způsob zprostředkování dat ze smart meterů do SCADY umožňuje kolegům na dispečinku EG.D identifikovat některé druhy poruch a anomálií ještě před tím, než se zákazník ozve.

Integrační vazby SMDC – SCADA technologie P2P



Obrázek 3: Propojení P2P ELM na dispečerský řídicí systém

Vypnutí hlavní jističe:

V rámci pilotní lokality jsme narazili na poměrně významné množství odběrných míst s vypnutými hlavními jističi (6,5 % u technologie PLC a 1,2 % u technologie P2P), což nám způsobovalo komplikace při následném cleanupu systému. PLC elektroměry nemají funkcionalitu last gasp. Na dálku jsme tedy nebyli schopni efektivně zjišťovat, jestli si zákazník záměrně shodil hlavní jistič, nebo došlo k chybě na chytrém elektroměru.

Zde hodně záleží na lokalitě a odběrných místech, na které se smartmetry instalují. Pokud se jedná pouze o odběrná místa (OM) s průměrnou spotřebou větší 6MWh ročně, tak zde si v testovaných oblastech hlavní jistič shazovalo pouze 0,9 % zákazníků.

Dostupnost signálu u P2P:

U 0,8 % odběrných míst s P2P komunikací jsme museli instalovat externí anténu pro zlepšení signálu / rozkomunikování elektroměru (ELM). Problém se signálem byl hlavně u kovových elektroměrových rozvaděčů. Zde je řešením třeba instalace externí antény dovnitř ELM rozvaděče, což pomohlo u zhruba 50 % těchto odběrných míst. Pokud toto řešení nepomůže, je pak nutné instalovat anténu mimo ELM rozvaděč, nicméně se jedná o zásah do majetku zákazníka a je s ním předem potřeba toto odsouhlasit.

Test přepnutí komunikačních technologií:

Oblast s P2P technologií byla kompletně přepnuta na komunikační technologii LTE CAT-M1 prefered + NB-IoT fallback, která je uvažována jako finální technologie pro komunikaci chytrých ELM v plánovaném roll outu. Technologie spolehlivě funguje dle předpokladů. U jednoho operátora docházelo ke každodenní hromadné fluktuaci mezi komunikačními technologiemi CAT-M1 a NB-IoT, což bude později vyřešeno aktualizací FW elektroměru.

Test funkcionality Last gasp (poslední vzdech) P2P elektroměrů:

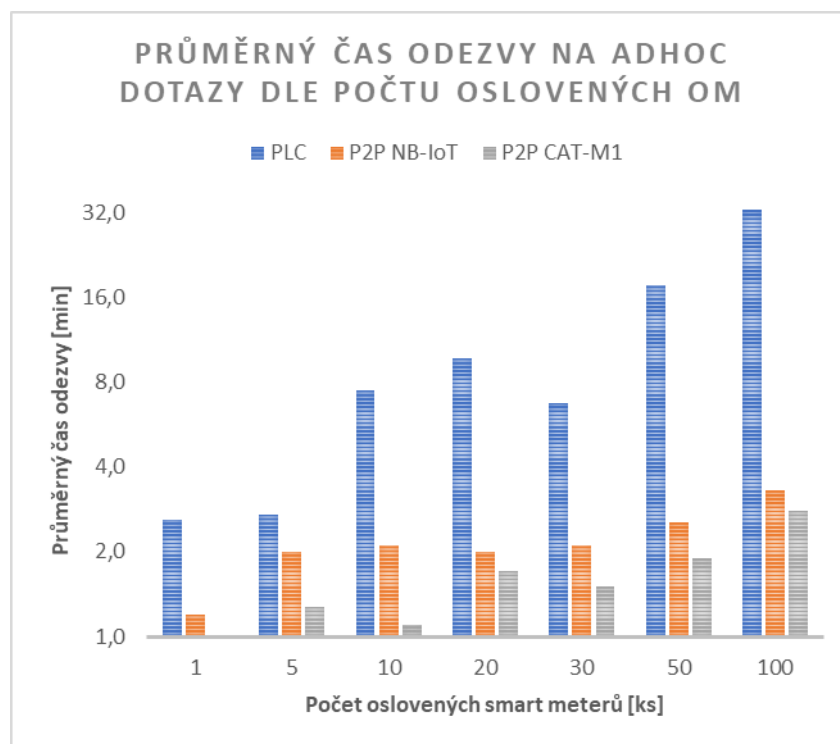
Testy proběhly tak, aby nemuseli být omezeni zákazníci, tedy vyhledáním plánovaných prací s beznapětovým stavem v síti EG.D na P2P oblastech. Po ztrátě napájení elektroměr odešle poslední zprávu do odečtové centrály. Funkcionalita last gasp funguje dle očekávání a u nejméně 96 % případů odeslal elektroměr zprávu o ztrátě napětí.

Test automatické rekonfigurace sítě po výpadku napětí (P2P):

Tato funkce byla konzultována jak s dodavatelem ELM tak s mobilními operátory, HW mobilního operátora má nastavenou randomizaci a na ELM lze také nastavit (v projektu nemuselo EG.D k randomizaci časů připojení na ELM přistupovat). V případě hromadného výpadku napětí byl předpoklad, že dojde k sestavení sítě bez ovlivnění odečtenosti elektroměrů na následující den. V jeden moment byly stovky komunikačních modulů restartovány a snažily se naráz přihlašovat zpět do sítě. Přihlášení proběhlo v pořádku a odečtenost na další den nebyla ovlivněna.

Test ad hoc odečtů:

Tento test měl hned na začátku jedno omezení, a to konkrétně 70 paralelně otevřených kanálů (může to nicméně být i méně, protože paralelně mohou být aktivní i jiné „tasky“, které zaberou další kapacitu kanálů). Testy provedlo EG.D nad několika skupinami a výsledky jsou porovnané v grafu níže. Dle předpokladů nejrychleji na Ad hoc dotazy reaguje technologie LTE CAT-M1 a nejpomaleji technologie PLC.



Obrázek 4: Test ad hoc dotazů

Předání technologie do provozu:

Po provedení clean-upu, zátěžového testování, přípravě provozních příruček, metodických pokynů pro pracovníky v terénu a obsluhu centrály byl systém úspěšně předán do provozu.

3. VYUŽITÍ DAT ZE SMART METRŮ PRO ÚČELY OPERATIVNÍHO ŘÍZENÍ DS A ANALYTICKÉ ČINNOSTI

Odběrná místa s instalovanými smart elektroměry poskytují kromě fakturačních údajů i podpůrná data pro odhalování poruch, nebo efektivnější řízení distribučních sítí. Z tohoto hlediska je výhodné využívání měřených hodnot pro dispečerské řízení či kontrolu napětí již během postupné instalace smart elektroměrů na distribučním území EGD. Dosavadní počet instalovaných smart elektroměrů je víc jak 36 tisíc napříč celým distribučním územím.

Data ze smart elektroměrů jsou odesílána do datové centrály, kde jsou zpracovávána a uchována. Zde se jedná o celou množinu všech měřených hodnot, které je smart elektroměr schopen měřit. Pro účely analýzy máme možnost pracovat v rámci DŘS s užší množinou dat. Konkrétně jde o napětí, proudy, výkony ve všech fázích a údaj o nízkém, či vysokém tarifu. Při analýze měřených hodnot máme možnost pracovat se dvěma druhy dat:

- a) Profilová data, která jsou do datové centrály přenášena jednou za 24 hodin. Máme tak k dispozici archivní data, z nichž nejnovější jsou vždy z předchozího dne. To nám tedy dává možnost pracovat s kompletní množinou dat od začátku měření, až po současnost, konkrétně den -1. Tyto archivní hodnoty jsou využívány jako vstupní data pro tvorbu analýz.
- b) Ad hoc dotaz, tedy povel pro sejmутí aktuálních hodnot. V DŘS je k dispozici uživatelské rozhraní pro vyslání povelu k sejmутí aktuálních hodnot, tzv. Ad hoc dotazu. Po vyslání Ad hoc dotazu elektroměr sejme aktuální hodnoty a přes datovou centrálu je posílá do DŘS. Jedná se tudíž o okamžité hodnoty. Tyto hodnoty jsou ve velké míře využívány operativními pracovníky dispečinku, zejména pro lokalizaci poruchy, nebo kontrolu napěťových poměrů v konkrétním místě.

Analýzy napětí se doposud osvědčily zejména při identifikaci poruch, lokalit s podpětím, nebo naopak přepětím. Pro napěťovou analýzu využíváme zdrojové tabulky s naměřenými hodnotami minimálních, nebo naopak maximálních fázových napětí v jednotlivých dnech. V současnosti zatím není k dispozici funkcionality řídicího systému, která by umožňovala práci s naměřenými daty v rozsahu, jaký bychom potřebovali. Proto jsou data ve formě exportu zpracovávána pomocí Excelu, kde jsou hodnoty seřazeny a vyříděny za účelem tvorby dílčích částí analýzy. Napěťová analýza se skládá ze tří dílčích částí:

- a) Hodnoty fázových napětí v rozmezí 250 V–260 V
- b) Hodnoty fázových napětí vyšší než 260 V
- c) Hodnoty fázového napětí nižší než 207 V

Výsledkem napěťové analýzy jsou seznamy odběrných míst, kde bylo v uplynulém týdnu překročeno napětí mimo takto stanovené meze.

V systému RIS je možno zvolit barevné gradientní zobrazení rozložení napětí na dané větvi sítě NN. Takto lze identifikovat lokality s podpětím, nebo naopak s přepětím. Možnost kontroly napětí a identifikaci přesného místa s podpětím, nebo přepětím, tak může mít přímo technik regionální správy, který má danou oblast na starosti a může nejlépe stanovit možnou nápravu.

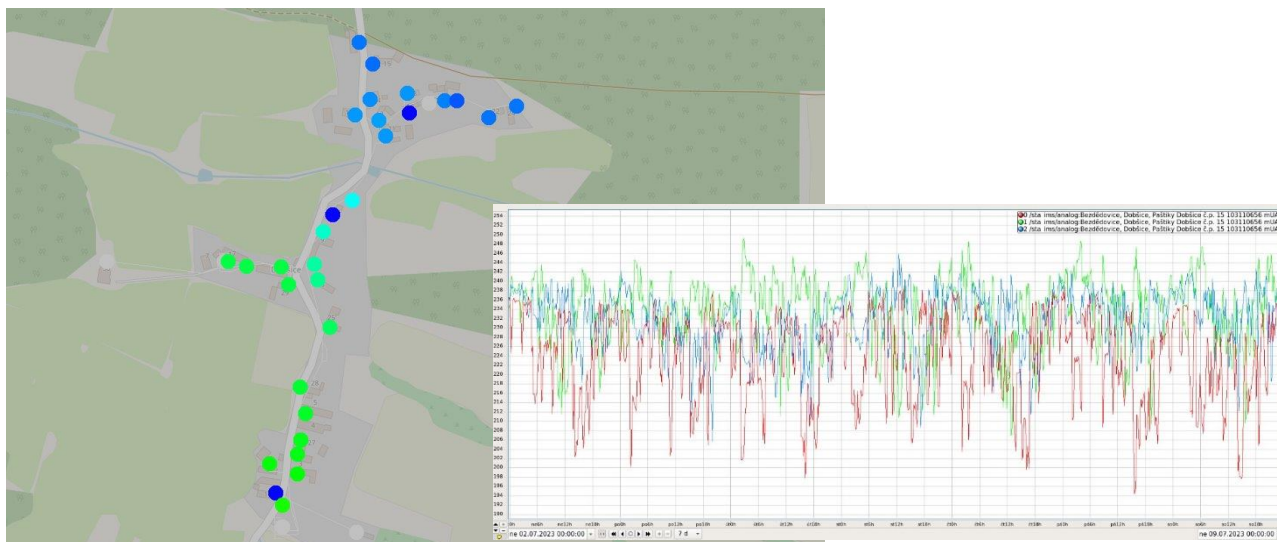
Pokud na některém odběrném místě došlo k překročení napětí většinu než 260 V, znamená to, že na tomto odběrném místě může být porucha, která již vyžaduje kontrolu montéra přímo na místě. Zpravidla jsou takto identifikovány poruchy typu, např. uvolněný nulový vodič, opálený pojistkový spodek, špatný proudový spoj apod. Podle nestandardního průběhu napětí na OM lze takovou poruchu odhalit na dálku a bez nutnosti kontaktovat zákazníka. Při odhalení nestandardního průběhu napětí v určitém místě dispečer provede ještě jednou kontrolu pomocí grafu napětí, který si může zobrazit v DŘS. Dalším krokem je vytvoření poruchové hlášenky a na dotčené odběrné místo se vysílá montér. Zjištěné přepětí je potom řešeno jako běžná porucha. Průběh napětí na daném místě lze ověřit i na jiném místě, na nejbližším smart elektroměru, například u některého ze sousedů. Tak lze zjistit, zda se jedná o poruchu u jednoho zákazníka, nebo jestli je problém na více odběrných místech najednou. Dispečer tak může montéra snadno nasměrovat do místa poruchy. Když je porucha odstraněna, napětí přestane oscilovat a vrátí se k normálnímu průběhu.

3.1. ODHALOVÁNÍ MÍST S NESTANDARTNÍM NAPĚTÍM

V případech, kdy dojde k překročení napětí nad 207 V nebo pod 250 V, posíláme výslednou analýzu na oddělení kvality dodávky elektrické energie. Toto oddělení využívá analýzu k detekci míst v síti, kde dochází nebo může docházet k překračování normy pro kvalitu elektrické energie. Tato analýza však není přímou indikací poruchy a neexistuje zde nebezpečí z prodlení. V případě identifikace takových lokalit oddělení kvality dodávky elektrické energie rozhodne o dalším postupu. Osadí zde vlastní kvalitoměry, provede přesnější měření, a poté stanoví opatření pro nápravu. Postup je podobný jako v případě, kdy si zákazník stěžuje na kvalitu napětí. Využití napěťové analýzy nám však umožňuje rychleji zjistit podpětí nebo přepětí ještě před tím, než se negativně projeví u zákazníka.

3.1.1. Podpětí na konci větve – obec Dobšice

Lokalita Dobšice je příkladem lokality s podpětím, která byla odhalena pomocí napěťové analýzy. Na obrázku je vidět, že směrem ke konci větve se napětí snižuje. Trafostanice je umístěna na jednom konci vesnice a na obrázku bychom ji našli ve spodní části. Bohužel, v tomto typu gradientního barvení jsou ostatní prvky schématu potlačeny, a proto jsou vedení a stanice špatně vidět. Naopak je zdůrazněna barva jednotlivých odběrných míst. Na tomto obrázku je zachycen jeden časový řez v momentě většího zatížení, například během ranní nebo večerní špičky, a je zde dobře vidět klesající napětí. Barva přechází k odstínům modré směrem nahoru, tedy ke konci vedení.



Obrázek 5: Obec Dobšice – lokalita s podpětím a průběh napětí na konci větve

3.1.2. Podpětí na konci větve – obec Krsice

Podobným případem, kdy jsme byli schopni odhalit lokalitu s klesajícím napětím je obec Krsice. Zde také napětí klesá při větším zatížení směrem ke konci vedení.



Obrázek 6: Obec Krsice - lokalita s podpětím a průběh napětí na konci větve

Gradientní barvení podle napětí, jak je uvedeno na těchto dvou příkladech je potřeba chápat, tak, že zde není trvale podpětí, ale podpětí se zde vyskytlo někdy během zkoumaného intervalu nebo se zde zkrátka občas vyskytuje, přičemž záleží na zatížení, počasí, ročním období a podobně. Zároveň ve většině podobných případů nedochází přímo k překračování normy pro kvalitu elektrické energie spíše je to signálem, že síť je měkká a je potřeba se na takovou část sítě zaměřit a zvážit možnosti pro zlepšení napěťových poměrů.

Bohužel v podobných případech většinou neexistuje možnost, jak danou situaci rychle a snadno zlepšit. Z možností se nabízí opatření, jako je přepojení větve, změna odbočky transformátoru, rekonstrukce vedení nebo zbudování nové trafostanice.

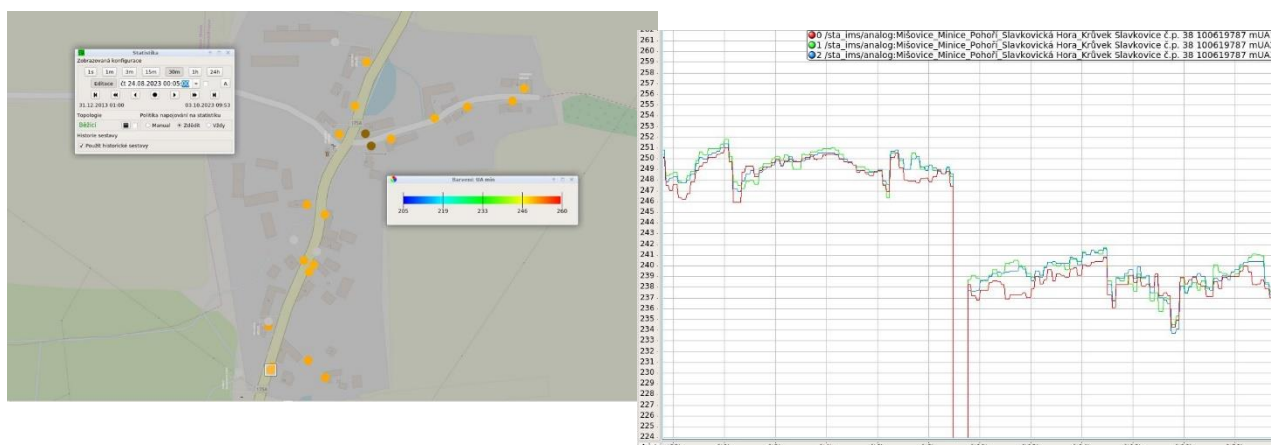
V případech, jako je obec Krsice, přepojení v síti NN není možné. Změna odbočky transformátoru také nepřichází v úvahu, jelikož by znamenala zvýšení napětí na začátku vedení. Shodou okolností v tomto konkrétním případě je zde plánovaná výstavba další distribuční trafostanice právě v lokalitě s klesajícím napětím.

3.2. MÍSTA S PŘEPĚTÍM

Na základě napěťové analýzy lze odhalovat i lokality s přepětím. Pokud se někde v síti vyskytuje napětí přesahující 250 V, předáváme seznam těchto míst útvaru Kvalita dodávky elektrické energie. Útvar Kvalita dodávky se následně těmito případy zabývá samostatně a rozhodne o dalším postupu. Zde jsou uvedeny dva příklady z praxe, kdy přepětí vykazovala skupina odběrných míst v rámci jedné distribuční trafostanice. To signalizuje, že problém není u jednotlivých odběratelů, ale bude se týkat celé distribuční trafostanice.

3.2.1. Přepětí v lokalitě TS Slavkovice

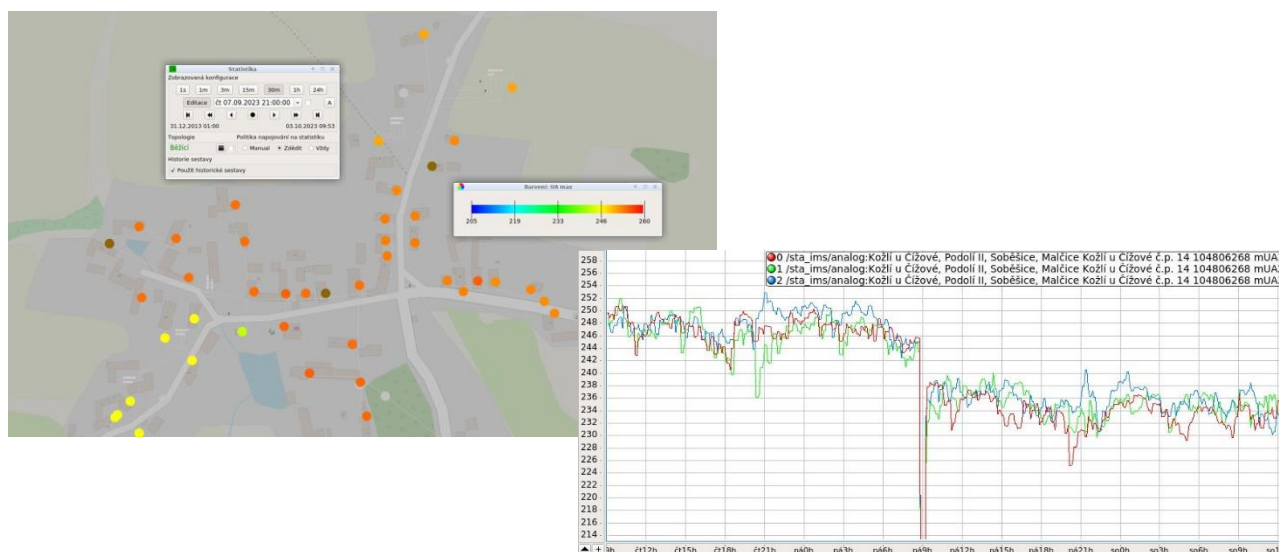
Příkladem je trafostanice v obci Slavkovice, kde bylo zjištěno zvýšené napětí v celé oblasti napájené z této trafostanice. Na obrázku níže je vidět situace na místě kdy napětí je znázorněno v odstínu oranžové barvy což signalizuje zvýšené napětí, a to i na koncích vedení. Proto zde bylo rozhodnuto o změně odbočky transformátoru. Konkrétně byla provedena změna o dvě odbočky. Na průběhu napětí je vidět provedení změny odbočky i s okamžikem vypnutí a po následném zapnutí je již napětí sníženo.



Obrázek 7: Obec Slavkovice – lokalita s přepětím a průběh napětí na konci větve

3.2.2. Přepětí v TS Kožlí u Čížové

Podobně jako v předchozím případě i v trafostanici Kožlí u Čížové byla provedena změna odbočky za účelem snížení napětí. I zde je možné vidět zvýšené napětí podle odstínu oranžové, kdy napětí dosahuje hodnoty přes 246 V. Na grafu je zachycen okamžik přepnutí odbočky a následně pokles napětí. Je zde vidět, jak se napětí UA1 před změnou odbočky pohybovalo okolo 246 V a po změně odbočky kleslo na přibližně 238V, to odpovídá poklesu zhruba o 2 %.



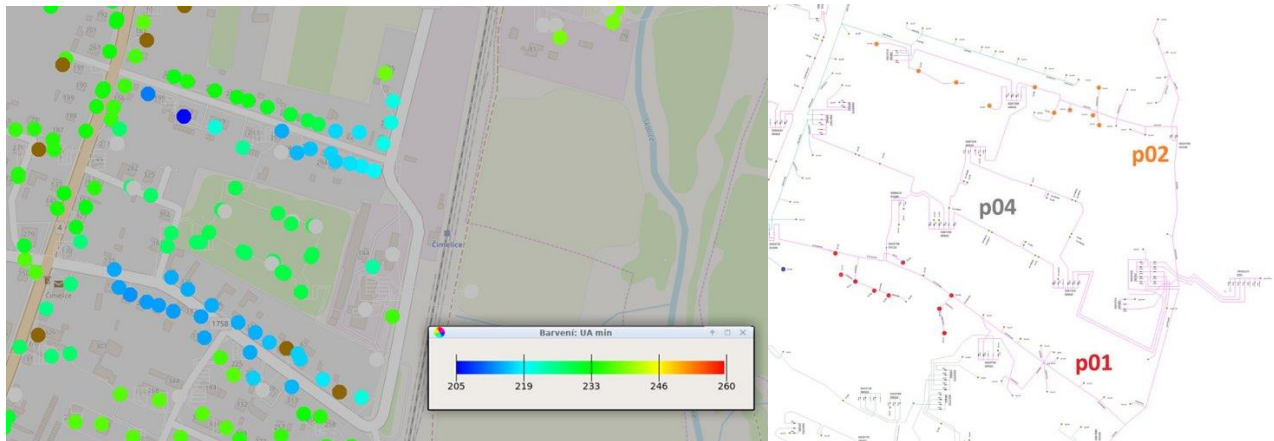
Obrázek 8: Obec Kožlí – lokalita s přepětím a průběh napětí na konci větve

3.3. ZMĚNA TARIFNÍCH KALENDÁŘŮ Z D25 NA D252 U VYBRANÝCH OM V NEJVÍCE POSTIŽENÝCH VĚTVÍCH.

Pokud dochází k podpětí v časech, kdy spíná nízký tarif HDO je možné na základě napětové analýzy rozhodnout o změně tarifních kalendářů. V takovém případě lze časy spínání NT/VT u jednotlivých elektroměrů posunout přehráním spínacích kalendářů přímo v elektroměrech samotných. Toto lze provést na dálku pomocí z datové centrály. Je tak možné výkon rozložit do delšího časového období, a snížit tak proudové rázy při spínání nízkého tarifu, a to při zachování celkové doby NT během jednoho dne.

Smart elektroměr pochopitelně nespíná nízký a vysoký tarif na základě přijímaného signálu HDO. Časy spínání NT/VT jsou v elektroměru nastaveny již z výroby, a poté se samy nemění. Pro jeden tarif jsou ovšem

používány tři spínací kalendáře, které jsou oproti sobě posunuty. Nespínají tedy ve stejný čas. Pro jeden tarif například D25d existují tři spínací kalendáře, konkrétně D25, D251 a D252. Časy spínání NT/VT tarifu jsou podle těchto kalendářů posunuty o hodinu až několik hodin při zachování celkového času 8 hodin NT. Pokud například D25 spíná nízký tarif v čase 12:00 – 16:00 hodin, potom D251 spíná nízký tarif v čase 11:00 – 15:00 a podobně. Tarifní kalendáře jsme schopni měnit povelom z datové centrály tak, že podle čísla elektroměru můžeme zjistit, jaký spínací kalendář je tomuto elektroměru přiřazený a můžeme ho změnit. Zákazník si může všimnout změny času spínání NT/VT, ale jinak se pro něj z hlediska sazby D25d nic nemění.



Obrázek 9: Schéma v lokalitě Čimelice s mapovým základem a s vyznačenými OM se sazbou D25d

Jako příklad úspěšné změny tarifních kalendářů lze uvést případ z obce Čimelice, kde bylo na základě týdenní napěťové analýzy zjištěno podpětí ve dvou větvích vedení NN. Jak je vidět na obrázku podle odstínů modré barvy směrem ke konci větve, dochází k poklesu napětí. Následně bylo zjištěno, že k poklesům napětí dochází v časech spínání NT. Tedy všichni zákazníci s tarifem D25d měli nastaveo spínání ve stejný čas. Na schématu ve větvích označených jako p01 a p02 jsou barevnými body označena odběrná místa s tarifem D25d. Je vidět, že v těchto větvích je poměrně hodně zákazníků s tarifem D25d a spínání jejich spotřebičů ve stejný čas může napětí skutečně ovlivňovat. Proto jsme sestavili seznam všech elektroměrů se sazbou D25d na těchto dvou větvích a následně jsme u přibližně 1/3 provedli změnu spínacího kalendáře. Přibližně na 1/3 elektroměrů se spínacím kalendářem D25 byl jednorázově nahrazen spínací kalendář D252. Tím došlo k posunutí času spínání přibližně 1/3 zátěže. Při následném vyhodnocení bylo zjištěno, že došlo ke zlepšení napěťových poměrů a nedochází již k tak velkým poklesům napětí v těchto větvích. Proto bylo nastavení spínacích kalendářů ponecháno natrvalo.

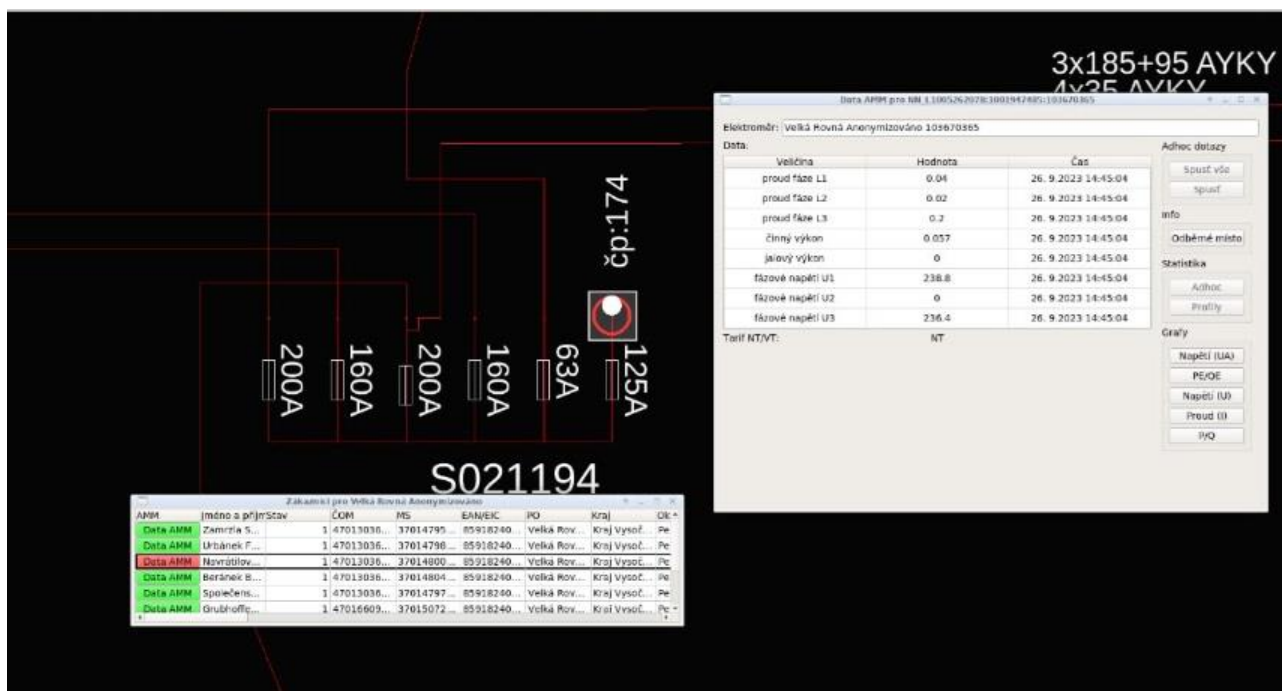
Na tomto případě v obci Čimelice jsme měli možnost ověřit skutečnou změnu spínacích kalendářů v praxi a zároveň jsme potvrdili, že jsme skutečně schopni pomocí změny časů spínání rozložit zatížení v čase, a tím v konečném důsledku ovlivnit i napětí v síti NN.

3.4. VYBRANÉ PORUCHY NA MÍSTECH S INSTALOVANÝMI SMART METRY

Smart metry poskytují nejen data pro analýzy, ale také data potřebná pro detekci poruch na odběrných místech. Pokud je nahlášena porucha na odběrném místě, kde není nainstalován smart metr, dispečer vyhledá v topologii nejbližší odběrné místo s nainstalovaným smart měřicím zařízením. Pokud smart metr potvrdí poruchu, dispečer tuto informaci předá montérům. Tím se zefektivní jejich práce, protože montéři nemusí začínat opravu od hlášeného místa, ale od prvního společného prvku v distribuční síti. Společným prvkem mezi hlášeným odběrným místem a místem se smart metrem je nejčastěji rozpojovací skříň nebo distribuční transformátor. Do doby, než budou smart metry nainstalovány na všech odběrných místech s odběrem větším než 6 MWh, můžeme úspěšně využívat stávající smart metry k detekci poruch nebo rozsáhlejších událostí.

3.4.1. Porucha chybějící fáze

Na obrázku 8 je barevné zobrazení podle přítomnosti napětí na odběrném místě. Dispečer nebo technik může na první pohled zjistit místo v síti, kde chybí jedna nebo více fází, tzv. poruchové místo. V tomto případě je odběrné místo zobrazeno červeně, pokud alespoň jedna z fází vykazuje napětí mimo stanovené meze. Systém umožňuje pomocí jednoho kliknutí oslovit Ad hoc dotazem všechny elektroměry v rámci jednoho přípojného objektu. Pokud alespoň jeden elektroměr vykazuje nějaký parametr mimo stanovené meze, celý symbol přípojného objektu (POG) je zbarven červeně. Na obrázku je vidět červeně zbarvený symbol přípojného objektu a v jeho detailu seznam zákazníků, u kterých je většinou vše v pořádku, proto jsou zbarveni zeleně. Pouze konkrétní odběrné místo s problémem, například chybějící fáze, je zobrazeno červeně. Tato funkčnost umožňuje dispečerovi rychle a jednoduše posoudit rozsah poruchy. Na první pohled je vidět, zda se jedná o poruchu na jednom konkrétním elektroměru, skupině elektroměrů v rámci jednoho odběrného místa, poruchu na větvi sítě NN, vývodu DTS nebo na celé DTS.



Obrázek 10: Detail přípojného objektu

3.4.2. Vadný proudový spoj na PEN vodiči

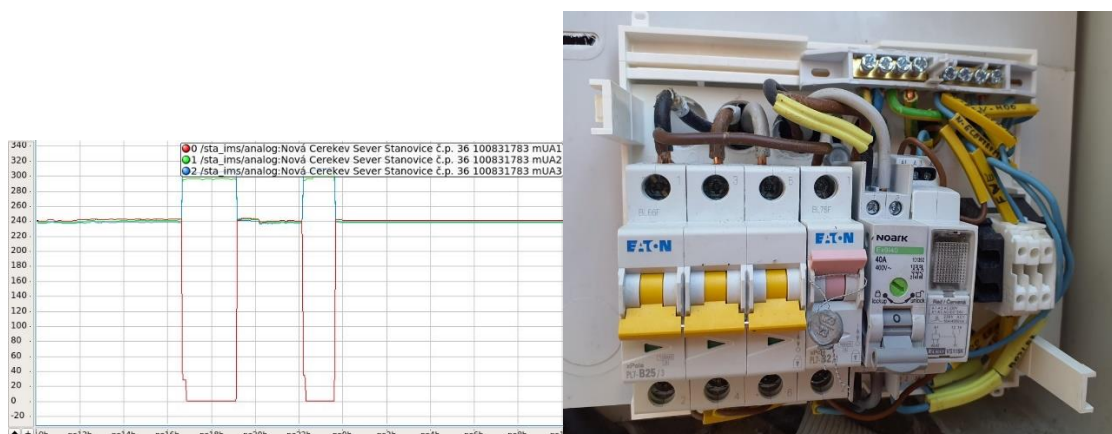
Na obrázku 9 je znázorněn průběh napětí tří fází na odběrném místě, kde byl zjištěn vadný spoj na jednom fázovém vodiči. Uvolněný proudový spoj v jedné z fází způsobil nesymetrii, která proudově zatěžovala PEN vodič a následně došlo i k opálení svorky PEN vodiče. Na obrázku je vidět průběh napětí na elektroměru umístěného za tímto vadným spojem. Je vidět, jak se taková závada projevuje na měření elektroměru, viz levá část obrázku. Pokud se vyskytne takto extrémní nesymetrie v části sítě, je to pro nás signálem, že se zde vyskytuje špatný proudový spoj. Nesymetrie se nemusí vyskytovat stále, ale může se objevit pouze v určitou denní dobu podle toho, jak je konkrétní proudový spoj zatížen. Podobný průběh napětí, jako je v tomto grafu, vždy svědčí o nějakém problému v nejbližším okolí tohoto elektroměru.



Obrázek 11: Porucha proudového spoje

3.4.3. Chybějící propoj PEN svorkovnice

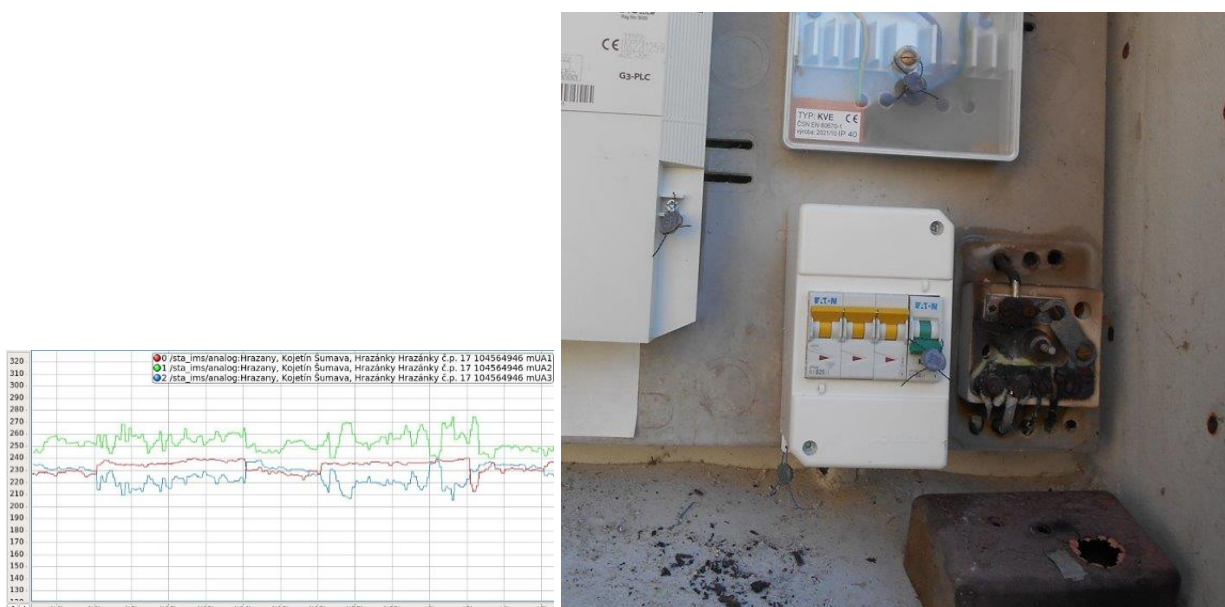
Na obrázku 10 je znázorněn průběh napětí na elektroměru se špatně připojeným PEN vodičem. PEN svorkovnice je rozdělena na dvě části. V levé části svorkovnice jsou připojeny silové vodiče přívodu a odvodu do domovní instalace, zatímco v pravé části jsou připojeny logické obvody ovládání HDO a nulová svorka elektroměru. Tyto svorkovnice však nejsou mezi sebou propojeny. Pravá část svorkovnice je spojena se zemí pouze v čase vysokého tarifu, a po sepnutí vysokého tarifu se musí proudy tekoucí přes tuto svorkovnici uzavírat přes spotřebiče v instalaci. Elektroměr tedy není trvale připojen na nulovou svorku. To se projevuje tak, že během vysokého tarifu elektroměr měří správně, ale přepnutí na nízký tarif se projeví jako extrémní nesymetrie. Tento problém byl odhalen, protože časy nesymetrie se shodovaly s časy spínání HDO.



Obrázek 12: Chybějící propoj PEN svorkovnice

3.4.4. Upálený nulový můstek

Často takto odhalovanou závadou je problém s nulovou svorkovnicí takzvaným nulovým můstkem. Na grafu je vidět průběh napětí na odběrném místě s tímto typem závady. Je vidět, jak jsou napětí rozkmitaná a velmi nesymetrická. Nejjednodušším způsobem kontroly, ještě před vysláním montéra na místo, je zkontrolovat archivní průběh napětí na nějakém blízkém odběrném místě, například u sousedů. Pokud je napětí u sousedů v pořádku, nejedná se pravděpodobně ani o přepětí ani o nesymetrii, ale problém je potřeba hledat v proudovém spoji nulové svorky u odběratele.



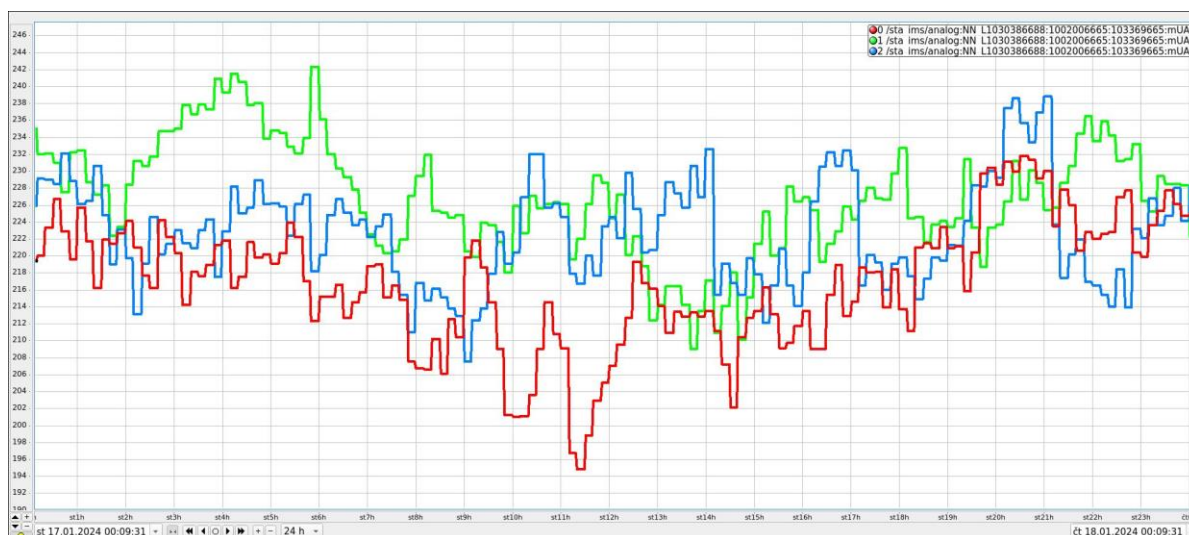
Obrázek 13: Popálená PEN svorkovnice

4. DALŠÍ VIZE UŽITÍ DAT ZE SMART METRŮ

Do budoucna bychom se rádi věnovali tématům jako je sjednocení značení fází v síti NN nebo hledání řešení pro symetrizaci zatížení.

Na základě dat získaných ze smart metrů lze zjistit nesymetrii nebo rozdílné úbytky napětí v jednotlivých fázích. Pokud bychom byli schopni dosáhnout rovnoměrnějšího zatížení v jednotlivých fázích zlepšili bychom tak kvalitu dodávky a efektivitu využití přenosových schopností zařízení distribuční soustavy.

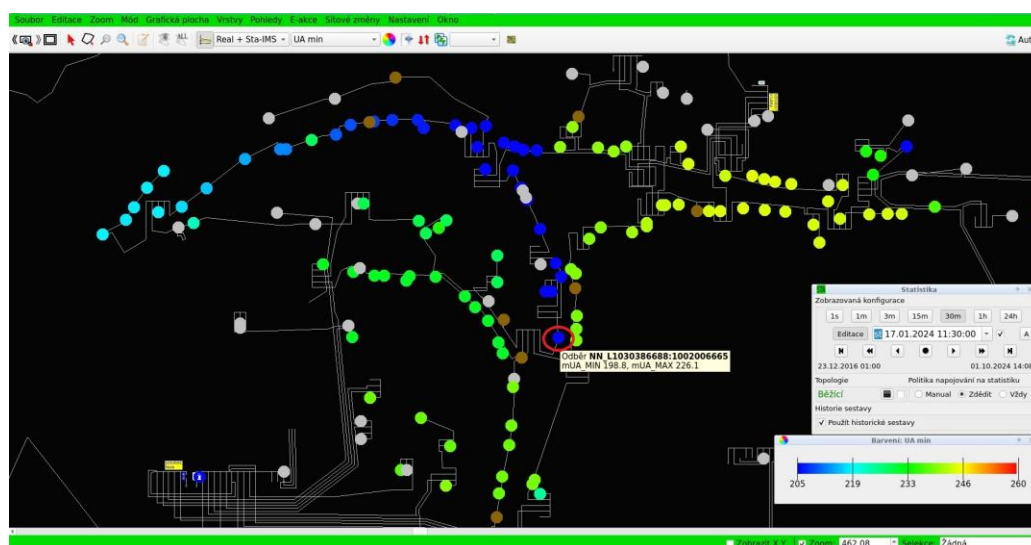
V některých koncových částech venkovní sítě NN například zjišťujeme velké úbytky napětí jedné fáze. K tomu dochází pravděpodobně v důsledku značného vytěžování této fáze, zatím co zbylé dvě fáze mají, v důsledku jejich nižšího využití, menší úbytek napětí.



Obrázek 14: Průběh fázových napětí u odběratele na koci větve

Na obrázku je příklad velkého rozdílu fázových napětí NN u odběratele na konci sítě během dne. Napětí v tomto případě kolísá, pravděpodobně vlivem nerovnoměrného zatížení vývodu, až pod stanovené meze.

Jak je vidět na části sítě v časovém řezu maxima zatížení kde můžeme vidět, jak postupně podél vedení dochází ke vzniku úbytku napětí. Tedy postupný přechod od zelené až do tmavě modré barvy. Tyto časové průběhy v tak velkém rozsahu historicky nebylo možné bez smart metrů získávat.



Obrázek 15: Schéma části sítě v časovém řezu maxima zatížení

ZÁVĚR

Projekt Smaragd je klíčovým projektem pro získání zkušeností s chytrým měřením a představuje nezbytný přípravný krok pro rollout chytrého měření v EG.D. Projekt byl úspěšně rozšířen o chytré elektroměry typu P2P, což umožnilo komplexní testování a porovnání různých komunikačních technologií. Výsledky těchto testů byly průběžně sdíleny tak, aby se zajistil hladký průběh rolloutu chytrého měření.

Článek dále popisuje praktické využití dat ze smart meterů pro účely dispečerského řízení a provozu sítí NN. Na konkrétních příkladech je ukázáno, jak lze tato data efektivně využít v praxi. Implementace chytrého měření umožní efektivní sledování a řízení sítí na úrovni nízkého napětí, což doposud nebylo možné.

Chytré měření bude v následujících letech sloužit pro měření a vyhodnocení toků energií u zákazníků, kteří mají chytré přístroje, ale také u klientů, kteří se zapojí do nových procesů na trhu s elektřinou, jako je sdílení elektrické energie, akumulace nebo flexibilita. Dalšími přínosy technologie chytrého měření jsou zefektivnění procesu sběru dat a fakturace a možnost integrovat větší množství obnovitelných zdrojů energie a elektromobility do distribuční soustavy.



Ing. Jiří Mareš

V roce 2018 dokončil magisterské studium oboru Elektroenergetika na Fakultě elektrotechnické Západočeské univerzity v Plzni.

Do koncernu E.ON nastoupil v roce 2020, kde se od počátku věnuje problematice smart meteringu. Od roku 2022 působí jako projektový manažer v oddělení Inovačních projektů, kde převzal odpovědnost za klíčový projekt SMARAGD, zaměřený na nasazování chytrého měření.

Vedle toho se pravidelně podílí na spolupráci se středními a vysokými školami a aktivně se zapojuje do výzkumných projektů v oblasti energetiky.

Kontakt na autora: tel. +420 704 986 187, e-mail: jiri.mares@egd.cz



Ing. Martin Šula

Vystudoval Fakultu elektrotechnickou Západočeské univerzity v Plzni, obor Elektroenergetika. Magisterské studium dokončil v roce 2017 a následně začal pracovat pro společnost E.ON. V roce 2018 nastoupil na dispečink 22kV a zemního plynu v Českých Budějovicích, kde působí na pozici analytik hodnocení provozu sítě 22kV. Zabývá se využitím smart meteringu v dispečerském řídicím systému.

Kontakt na autora: tel. +420 734 430 910, e-mail: martin.sula@egd.cz



Ing. Michal Gála

V roce 2019 dokončil magisterské studium na Fakultě elektrotechniky a komunikačních technologií na Vysokém učení technickém v Brně. Do koncernu E.ON nastoupil v roce 2015 na pozici operátor poruchové služby. Od roku 2016 nastoupil v rámci koncernu E.ON na Dispečink 22 kV, kde se v pozici Analytik hodnocení provozu a řízení sítí věnuje analýze odstávek a poruch na síti nízkého napětí. Autor se v rámci své práce zabývá také implementací chytrých prvků do energetických sítí.

Kontakt na autora: tel. +420 735 144 998, e-mail: michal.gala@egd.cz
