

II. REGIONÁLIS SZIMPÓZIUM AZ ADATVEZÉRELT ELOSZTÓHÁLÓZAT TÉMAKÖRÉBEN

2026

Szerkesztő: Dr. Vokony István

Közreműködők: Holcsik Péter, Kolja Eger, Gruhala Péter, Rácz Levente, Erdei Márk,
Nieberl Norbert, Jennifer Mertens, Péter Gábor Mihály, Törőcsik Ágnes

Lektorálta: Sütő Bence, Tóth Balázs

Előszó

A villamosenergia-rendszer átalakulása mára olyan szakaszba érkezett, amikor a digitalizáció többé nem kiegészítő technológia, hanem a biztonságos, gazdaságos és fenntartható hálózatüzemeltetés egyik alapvető feltétele. A decentralizált energiatermelés, az elektromobilitás, az energiatárolás, a hőszivattyúk, az aktív fogyasztók és a rugalmassági szolgáltatások terjedése alapjaiban változtatja meg az elosztóhálózatok működését. Egyre több ponton kell egyre gyorsabban megértenünk, mi történik a hálózaton – és ami ennél is fontosabb: a rendelkezésre álló információból egyre jobb döntéseket kell hoznunk.

Ebből a felismerésből született meg a Regional Session on Data Driven Distribution – RSD3 gondolata. Olyan szakmai fórumot szerettünk volna létrehozni, amely nem egyszerűen bemutatja az adatvezérelt elosztóhálózatok legújabb technológiai lehetőségeit, hanem közös gondolkodásra hívja mindazokat, akik a következő évtized villamosenergia-rendszerét tervezik, működtetik, szabályozzák vagy fejlesztik. A Magyar Elektrotechnikai Egyesület szervezésében 2026. március 18–19-én Inárcson megrendezett esemény ezért a szenzoros, informatikai, hálózatüzemeltetési, üzleti és szabályozási területek képviselőit egyaránt egyasztalhoz ültette.

A motiváció kezdettől fogva túlmutatott egy hagyományos konferencia megszervezésén. Nem arra voltunk elsősorban kíváncsiak, hogy milyen új technológiák állnak rendelkezésünkre, hanem arra, hogy mely problémákat érdemes ezek segítségével megoldanunk, milyen adatokra van ehhez valóban szükség, és hogyan válik az adat tényleges műszaki vagy üzleti értéké. Ennek megfelelően a rendezvény tudatosan szakított a kizárólag előadás-központú konferenciamodellel. A plenáris előadásokat interaktív, World Café módszertanra épülő workshopok követték, ahol hálózatüzemeltetők, szabályozók, egyetemi, informatikai és üzleti nézőpontok találkozhattak.

A kétnapos szakmai program négy egymással szorosan összefüggő kérdéskört járt körül: az optimális mérőhely-

ezés, a prediktív karbantartás és eszközmenedzsment, az adatfelhasználás és adatvédelem, valamint a digitalizáció üzleti hasznossága és megtérülése került a középpontba. Ezek első látásra különböző témák, a közös munka végére azonban világossá vált, hogy ugyanannak a problémának más-más oldalait vizsgálják: hogyan lehet az egyre nagyobb mennyiségben rendelkezésre álló adatból tényleges hálózati képességet, megalapozott döntést és végső soron értéket teremteni.

A rendezvény legfontosabb üzenetei néhány pontban is összefoglalhatók:

- Nem a több adat, hanem a jobb döntés a cél. A mérés, a szenzorosítás és az adatgyűjtés önmagában nem teremti meg az értéket; az adat akkor válik értékké, ha csökkenti a bizonytalanságot, javítja a döntések minőségét vagy időzítését.
- A digitalizációt a felhasználási esetek felől kell megközelíteni. Előbb azt kell meghatározni, milyen problémát akarunk megoldani, és csak ezután azt, milyen mérési, kommunikációs vagy informatikai infrastruktúrára van szükség.
- A technológia csak az egyik összetevő. A műszaki megoldásoknak össze kell kapcsolódnia az üzleti, szabályozási, adatvédelmi, kiberbiztonsági és szervezeti keretekkel.
- A megfigyelhetőség képesség, nem öncél. Értéke abban rejlik, hogy pontosabb hálózati modelleket, gyorsabb beavatkozást, jobb eszközgazdálkodást, hatékonyabb kapacitáskihasználást és új rugalmassági megoldásokat tesz lehetővé.
- Az adatból akkor lesz valódi érték, ha bekerül a döntési folyamatba. A jövő intelligens elosztóhálózatát nem önmagában a mesterséges intelligencia, a szenzorok vagy a digitális platformok fogják működtetni, hanem az ezekre épülő, jól szervezett és felelős döntéshozatal.

Ez a gondolat a négy workshop közös nevezőjévé vált: nem az adatok mennyisége teremti az értéket, hanem az, hogy az adatok milyen döntéseket tesznek lehetővé. Talán ez a 2026-os RSD3 legfontosabb, egyetlen mondatban is megfogalmazható öröksége: a jövő intelligens elosztóhálózatát nem a több adat, hanem a jobb döntések fogják működtetni.

Az esemény jelentőségét ugyanakkor nem csupán a szakmai következtetések adják. Legalább ilyen fontosnak tartjuk azt a közeget, amelyben ezek megszülettek. Az energetikai átalakulás kérdéseire ma már aligha adható kizárólag vállalati, egyetemi, szabályozói vagy technológiai válasz. A megoldások a különböző tudások találkozási pontjain születnek. Az RSD3 éppen ezért kíván közös műhely lenni: olyan hely, ahol a kész eredmények bemutatása mellett a még nyitott kérdések, a bizonytalanságok és akár az eltérő álláspontok is helyet kapnak.

És talán most van igazán itt az ideje és a helye egy ilyen fórumnak. A villamosenergia-rendszer digitalizációja olyan ütemben halad előre, hogy a korábbi, egymástól elkülönülő szakmai területek közötti tudásmegosztás már nem lehet alkalmi. Folyamatos párbeszédre, közös nyelvre és egyre szélesebb nemzetközi kitekintésre van szükség. A magyar villamosenergia-szakmának ebben nem csupán követőként, hanem aktív alakítóként is szerepet kell vállalnia.

Ezért az RSD3 története ezzel a kiadvánnyal nem lezárul, hanem folytatódik. Jövőre újra találkozunk. Szeretnénk tovább erősíteni a rendezvény nemzetközi jellegét, még több európai rendszerüzemeltető, elosztói társaság, technológiai vállalat, kutatóhely és szabályozási szakértő bevonásával. Célunk, hogy az RSD3 évről évre egyre inkább regionális, majd valóban nemzetközi tudásmegosztó fórummá váljon, ahol a hazai tapasztalatok ugyanúgy megjelennek, mint a legjobb európai gyakorlatok, és ahol a résztvevők nem csupán

meghallgatják egymást, hanem együtt gondolkodnak a következő lépésekről.

Ehhez a Magyar Elektrotechnikai Egyesület természetes szakmai ernyőt biztosít. A MEE több mint egy évszázados hagyománya, szakmai közössége és generációkon átívelő kapcsolatrendszere különösen alkalmassá teszi arra, hogy az ilyen új típusú, interdiszciplináris és egyre nemzetközibb párbeszéd otthona legyen. Hiszünk abban, hogy az RSD3 ebben a közegben nem egyszerűen egy újabb konferenciasorozattá, hanem a régió adatvezérelt villamosenergia-hálózatáról szóló közös gondolkodás egyik meghatározó szakmai műhelyévé válhat.

Ez a kiadvány ennek a közös munkának a kézzelfogható lenyomata. Nem végleges válaszokat kíván adni, hanem rögzíteni azokat a felismeréseket, kérdéseket és gondolati irányokat, amelyek a 2026-os RSD3 során megszülettek – és egyben kiindulópontot adni a következő találkozáshoz.

Folytatjuk. Még több párbeszédrel, még szélesebb nemzetközi tudásmegosztással, a Magyar Elektrotechnikai Egyesület szakmai közösségének ernyője alatt.

Bevezetés

A 2026. március 18–19. között megrendezett ARSD3 (Regional Session on Data Driven Distribution) szimpózium az elosztóhálózatok adatalapú működésének és fejlesztésének aktuális kérdéseit helyezte középpontba. A Magyar Elektrotechnikai Egyesület (MEE) szervezésében, a Budapest melletti Inárcson található FLOW Hotel & Conference konferenciaközpontban megvalósult esemény a szenzoros, informatikai, üzleti és szabályozási területek szakembereinek biztosított közös szakmai fórumot.

A szenzorokból, irányítástechnikai rendszerekből és felhasználó oldali eszközökből származó információk feldolgozása mára az elosztóhálózati működés egyik fontos fejlesztési területévé vált. A konferencia célja ennek megfelelően az volt, hogy az iparági szereplőket között megteremtett párbeszéddel hozzájáruljon az adatvezérelt hálózati üzemeltetés fejlődéséhez.

A program plenáris előadásokkal kezdődött, amelyek szélesebb kontextusba helyezték az energiaátmenetet, a digitalizációt, a mesterséges intelligencia kérdéseit. A hazai előadók mellett nemzetközi szakértők is bemutatták tapasztalataikat, így a résztvevők a magyarországi kihívások mellett európai példákat és megközelítéseket is megismerhettek.

A kétnapos rendezvény négy tematikus szekció köré szerveződött. Az első nap fő témái a mérési infrastruktúra kialakításához, valamint a szenzordatok hálózati üzemeltetési és eszközmenedzsment célú felhasználásához kapcsolódtak.



1. ábra · RSD3 konferencia első nap

A második nap fókuszában az adatok kezelésének és védelmének kérdései, továbbá a digitalizáció üzleti értéke és megtérülése álltak.

A szekciók felépítése a hagyományos előadasközpontú konferenciákhoz képest nagyobb hangsúlyt helyezett az interakcióra. A plenáris előadásokat workshop jellegű szekciómunka követte, ahol a résztvevők kisebb csoportokban dolgozták fel a kijelölt témákat. A szekciók megálapításai ezt követően bemutatásra kerültek a többi résztvevő számára is, így lehetővé téve a különböző szakmai nézőpontok összevetését.

A konferencia egyik fő tanulsága, hogy az adatvezérelt elosztóhálózati működés értéke nem önmagában a több mérésben vagy a nagyobb adatmennyiségben rejlik, hanem abban, hogy az adatok milyen döntéseket támogatnak. A szekciók előadásai mind arra mutattak rá, hogy a mérési infrastruktúrát, az IT-rendszereket, az üzleti megtérülést, az adatvédelmet és a szabályozási kereteket egymással összhangban kell kezelni, és a fejlesztéseket konkrét felhasználási esetekhez érdemes kötni.

Optimális mérő-elhelyezési stratégia szekció

Az Optimális mérő-elhelyezési stratégia szekció középpontjában az a kérdés állt, hogy a kisfeszültségű hálózatok megfigyelhetőségét mely pontokon, mely célok mentén és milyen mélységben indokolt tovább erősíteni. A téma aktualitását az adja, hogy a kisfeszültségű hálózatok működési környezete az elmúlt években alapvetően megváltozott: a korábban jellemző, döntően egyirányú teljesítményáramlásra és statisztikai alapú tervezési megközelítésekre épülő rendszerben ma már tömegesen jelennek meg a háztartási méretű kiserőművek, az elektromos járműtöltők, a hőszivattyúk és más, a lokális hálózati viszonyokat érdemben befolyásoló, jellemzően magas egyidejűséggel rendelkező új csatlakozások. A hazai helyzetet különösen kritikussá teszi, hogy Magyarországon a telepített fotovoltai kapacitás és a rendszer csúcsterhelésének aránya világviszonylatban első helyen van, ami azt jelenti, hogy az elosztóhálózatoknak, különösen kis- és közép feszültségen, rövid idő alatt rendkívül nagy volumenű decentralizált termelést kellett befogadniuk.

Holcsik Péter (Óbudai Egyetem), valamint Kolja Eger (HAW Hamburg) vezetésével a szekció résztvevői azt vizsgálták, hogy miközben az átviteli hálózat elemei régóta magas szintű monitoring alatt állnak, hogyan kerül előtérbe a megfigyelhetőség igénye a kisfeszültségű hálózaton. A szekció fő állítása szerint a méréstechnológiai lehetősége ma már adottság és stratégiai

döntés az, hogy hol, milyen részletességgel és milyen cél érdekében érdemes mérni. Ennek megfelelően a KIF hálózatok megfigyelhetőségének fejlesztésére nem egy általános megoldás szükséges, hanem személyre szabott szenzorosítási stratégia adhat gazdaságilag megalapozott választ.



2. ábra · Optimális mérő-elhelyezési stratégia szekció

A kisfeszültségű hálózati mérés szerepének átalakulása

A kisfeszültségű hálózati mérés szerepének átalakulása abban ragadható meg, hogy a hálózatfejlesztés hagyományos logikája – a hálózatátrendezés, keresztmetszet-növelés és új állomások létesítése – ma már egyre kevésbé elegendő önmagában a decentralizált termelés, a változó teljesítményáramlás, az aktív fogyasztói viselkedés és a hálózati rugalmasság kezelésére. A hangsúly fokozatosan eltolódik a megfigyelhetőség, a méréseken alapuló modellpontosítás és a helyzetfüggő beavatkozási képességek felé. A workshop egyik fontos ta-

nulsága ugyanakkor az volt, hogy ebből nem következik automatikusan a teljes hálózat mérőegység penetráció növelésének szükségessége: a konvencionális és az innovatív megközelítések nem egymást kizáró stratégiák, hanem egymást kiegészítő eszközrendszerek. A mérés nem helyettesíti a hálózatfejlesztést, hanem bizonyos helyzetekben pontosítja, hatékonyabbá teszi annak alkalmazását, vagy időben átrendezi azt. Ennek megfelelően a mérések célja nem önmagában az adatgyűjtés vagy a láthatóság növelése, hanem a döntéseket támogató modellek pontosítása.

A kisfeszültségű hálózati mérés szerepének átalakulása



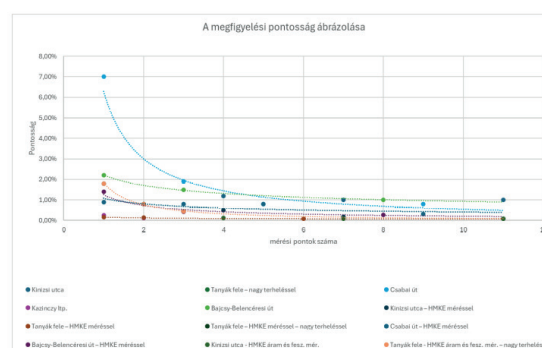
3. ábra · A kisfeszültségű hálózati mérés szerepének átalakulása

A kiinduló tanulmány bemutatása

A kiinduló tanulmány stabil műszaki alapot adott a workshop közös gondolkodásához. A Kandó Alapítvány kisfeszültségű mérési pontok számával foglalkozó tanulmánya azt vizsgálta, hogy mekkora mérési sűrűség szükséges ahhoz, hogy a hálózati állapot megfelelő pontossággal becsülhető legyen, mindezt a topológia, az állapotbecslés, az adattárolás és a gyakorlati alkalmazhatóság összefüggésében. A workshop résztvevői a mérőelhelyezésre és adatgyűjtésre vonatkozó publikált tanulmány fő műszaki

megállapításait elfogadták. A tanulmány egyik központi következtetése, hogy egy áramkörön belül a megfigyelési pontosság topológiától függően 3 vagy 4 vonali mérés felett már nem javul jelentős mértékben. Ennek következtében a megfelelő helyekre telepített, korlátozott számú mérési pont hasonló eredményre képes, mint a hálózat tömeges, sűrű mérése.

Fontos tanulság volt az is, hogy a háztartási méretű kiserőművek adatainak bevonása érdemben javítja az állapotbecslés pontosságát, ezért az új mérési pontok kialakítása előtt a meglévő mérések becsatornázása kiemelt jelentőségű. A tanulmány szerint a „mindent mérjünk” logika helyett a „megfelelő helyen mérjünk” elve vezet a gazdaságosan használható megfigyelhetőséghez, és a mérési stratégia nem választható el az adatkezelési logikától. A tanulmány műszaki értelemben világos keretet adott arra, hogy hogyan érdemes mérni. A workshop pedig ezt a műszaki alapot tovább gondolva a „Miért? Mit? Hogyan?” kérdések közötti kapcsolatot tisztázta, különös hangsúlyt helyezve a mérés céljára, indokoltságára és értékteremtésére.



4. ábra · A megfigyelési pontosság alakulása a vezetéken elhelyezett mérési pontok számának növelésével

A workshop központi kérdései

A beszélgetés nem hagyományos vita formájában zajlott, hanem World Café módszerrel, három párhuzamos beszélgetési térben. A résztvevők a „Miért?“, a „Mit?“ és a „Hogyan?“ kérdéskörei mentén dolgoztak, miközben a felvetések, hangsúlyok és részmegállapítások folyamatosan váltakoztak a három nézőpont között. Ennek megfelelően a következtetések nem egymás után következő témablokkokból, hanem három párhuzamos nézőpont összeérő megállapításaiból születtek meg. A közös üzenet, hogy a mérési stratégia nem egyetlen döntés, hanem egymásra ható célok, adatigények és architekturális választások rendszere.

A „Miért?“ kérdéskörben a résztvevők azt vizsgálták, hogy milyen problémák, szereplők és döntési helyzetek indokolják a kisfeszültségű hálózatok nagyobb fokú láthatóságát. Mivel a kisfeszültségű hálózati mérés technológiai feltételei ma már nagyrészt rendelkezésre állnak, a közös gondolkodás fókuszát elsősorban a műszaki-gazdasági indokoltságra helyeződött át. A résztvevők nem azt vitatták, hogy lehet-e megfelelő minőségben mérni, hanem azt, hogy mely use case-ek esetében indokolható a mérési architektúra kiépítéséhez kapcsolódó jelentős beruházási és üzemeltetési ráfordítás. A beszélgetések során többször is megjelent, hogy a mérés önmagában nem teremt értéket: az érték ott jelenik meg, ahol a mért adatok egy hálózati vagy üzleti döntést támogató modellt pontosítanak. Ebből következően a mérés célja nem az adatgyűjtés, hanem a döntést támogató modellek pontosítása.

A „Mit?“ kérdéskörben a különböző felhasználási célokhoz szükséges fizikai paraméterek, időfelbontások és információs szintek kerültek előtérbe. A résztvevők abból indultak ki, hogy a mérhető paraméterek köre ma már önmagában nem szűk keresztmetszet, ezért a beszélgetés fókuszát nem azon volt, hogy mit lehet technológiailag mérni, hanem azon, hogy mely adatok szükségesek és elegendőek az egyes use case-ek támogatásához. A közös gondolkodás egyik fontos tanulsága az volt, hogy az adatigényt nem a technológiai maximum, hanem a döntéstámogató minimum felől érdemes meghatározni. Bár a klasszikus hálózati alapmennyiségek – feszültség, áram, hatásos teljesítmény, meddő teljesítmény és energia – továbbra is meghatározóak, ezek közül sem mindegyik bír azonos jelentőséggel minden alkalmazásban. A Mit? kérdéskör összegzéseként az rajzolódott ki, hogy nem abból kell kiindulni, hogy mit tud mérni egy eszköz, hanem abból, hogy mely adatok teremtenek valódi döntéstámogató értéket.

A „Hogyan?“ kérdéskörben a mérőelhelyezés, a mérési sűrűség, az időhorizont, az adatgyűjtés, az adattovábbítás és az adattárolás összefüggései kerültek előtérbe. A résztvevők nem egyetlen univerzális optimumpontot kerestek, hanem azt vizsgálták, hogy milyen logika mentén jelölhetők ki azok a hálózati pontok, ahol a mérés valóban többletértéket teremt. A mérőelhelyezésre vonatkozó tanulmány fő megállapításait elfogadták, ugyanakkor a diskurzus ezen is túlmutatott. A kisfeszültségű hálózat megfigyelhetőségének fejlesztése nem a mérési

pontok számának növelésével kezdődik, hanem a már rendelkezésre álló adatok tudatos felhasználásával. Ezért a mérési stratégia első lépése nem új mérési pontok telepítése, hanem a meglévő adatok integrálása és a modellekbe történő szisztematikus becsatornázása. Az új mérési pontok telepítése ezt követően célzottan, a fennmaradó bizonytalanságok csökkentésére indokolt, nem pedig a teljes hálózat homogén lefedésének szándékával. Mindez azt is jelenti, hogy a mérési stratégia valójában adatstratégia is: a cél nem a maximális adatgyűjtés, hanem a releváns információ előállítás.

A szekció fő tanulságai és kitekintés

A kiefeszültségű hálózatok megfigyelhetőségének fejlesztése nem kizárólag műszaki optimumkeresésként értelmezhető, hanem intézményi, gazdasági és szabályozási kérdésként is. A workshop résztvevői egyetértettek abban, hogy ez a fejlesztés csak akkor lehet fenntartható, ha a létrejövő érték és a finanszírozás logikája között legalább részleges összhang jön létre. Ebből következően különösen fontos annak tisztázása, hogy a hálózati adatok ki számára, milyen formában és milyen feltételek mellett hozzáférhetők, miközben a személyes adatok védelme, a kritikus infrastruktúra-szempontok, az adatgazda és adatkezelő szerepek kijelölése, valamint az interoperabilitás követelményei egyaránt meghatározó keretet adnak.

A workshop egyik fontos tanulsága az volt, hogy a mérés értékteremtő képessége a szervezeti és szabályozási oldal felkészültségétől

sem választható el: amennyiben nincs olyan folyamat, szervezeti egység vagy üzleti felelősség, amely a létrejövő adatot ténylegesen hasznosítja, a szenzorosítás könnyen öncélúvá válhat. A mérési stratégia ezért nem pusztán annak meghatározását jelenti, hogy hol és milyen műszaki paraméterek mentén érdemes mérni, hanem annak végig gondolását is, hogy mely osztály, mely folyamat, mely munkakör és mely döntési helyzet profitál ténylegesen a létrejövő adatból.

A workshop legfontosabb eredménye nem egyetlen új műszaki megoldás vagy optimális mérőelhelyezési szabály azonosítása volt, hanem annak felismerése, hogy a kiefeszültségű hálózatok megfigyelhetőségének fejlesztése ma már nem elsősorban a „Mit?” vagy a „Hogyan?” kérdésnél nyitott, hanem a „Miért?” kérdésnél. A rendelkezésre álló mérőeszközök, kommunikációs megoldások és műszaki koncepciók alapján egyre inkább tudjuk, hogy mivel és hogyan lehet mérni, a kiinduló tanulmány pedig erős műszaki alapot adott annak megítéléséhez is, hogy milyen mérési sűrűség és milyen adatgyűjtési logika tekinthető gazdaságosan indokoltnak. A workshop valódi hozzájárulása ezért az volt, hogy ezt a műszaki alapot stratégiai és gazdasági kérdéssé emelte.

A szekció végső üzenete szerint a mérési stratégia nem a technológiai lehetőségek, hanem a támogatni kívánt use case-ek felől értelmezhető helyesen. Ebből következően a kiefeszültségű hálózati mérés fejlesztésére adott helyes válasz nem a teljes hálózatra egységesen kiterjesztett

szenzorosítás, hanem a célhoz és helyzethez igazított fejlesztés. Oda érdemes mérési és kommunikációs architektúrát építeni, ahol a hálózati modell pontosítása tényleges döntési értéket teremt, ahol a hálózat aktívan szabályozható és rendelkezésre áll, vagy ahol a rugalmassági és

csatlakozási igények ezt indokolják. Jelen szekció egyik legfontosabb következtetése ezért az, hogy a kisfeszültségű hálózatok megfigyelhetőségének fejlesztését nem homogén hálózati programként, hanem use case-alapú fejlesztési útként érdemes kezelni.

Prediktív karbantartás és eszközmenedzsment szekció

A szekció Gruhala Péter (Geometria Kft.) és Rác Levente (BME) vezetésével azt vizsgálta, hogy miként alakítható át a szenzorokból, monitoring rendszerekből és meglévő üzemeltetési adatokból származó információ előrejelzéssé, majd tényleges műszaki, gazdasági és stratégiai döntéssé. A szekció kulcsgondolata szerint „a szenzorok a jelent mutatják, a prediktív karbantartás a jövőt valószínűsíti, az eszközmenedzsment pedig döntéssé és hosszú távú értékévé fordítja a jövőképet”. Ennek megfelelően a közös gondolkodás három egymásra épülő pillér köré szerveződött: a szenzorok és monitoring szerepe, a prediktív karbantartás, mint döntési képesség, valamint az eszközmenedzsment, mint értékteremtő keretrendszer. A beszélgetések vezérfonala végig az adat, az előrejelzés, a döntés és a stratégia egymásból következése volt. A csoportos megbeszélések legfontosabb tanulságai között a szenzorfüzió és analitika szerepe, a kritikus elemekre és kockázatokra épülő monitoring, a meglévő adatok prediktív értéke, valamint az eszköz-

menedzsment döntés- és értékteremtő funkciója jelent meg.



5. ábra · Prediktív karbantartás és eszközmenedzsment szekció

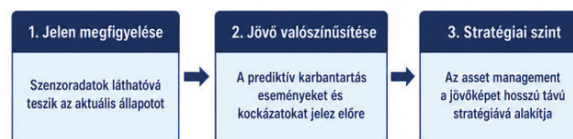
A szekció megközelítése szintén eltért a klasszikus előadás és kérdés-válasz formátumtól. A cél nem definíciók átadása volt, hanem egy közös, iparági tapasztalatokra épülő keretrendszer kialakítása, amelyben provokatív, gondolatébresztő állítások indították a párbeszédet, majd a résztvevők kiscsoportokban dolgozták fel a felvetett kérdéseket. A csoportmunka eredményeit közös megbeszélés követte, amelynek során a moderátor összefoglalta a kialakuló konszenzust, valamint azokat a nyitott kérdése-

ket is, amelyek további szakmai tisztázást igényelnek. Az alapfeltevés az volt, hogy a szenzor és az analitika önmagában nem cél, hanem a kockázat, a költség és a megbízhatóság optimalizálásának eszköze, míg a hosszútávú érték végső soron az eszközmenedzsment döntési rendszerében keletkezik.

A szekció módszertana és felépítése

A szekció módszertana egy egyszerű, háromlépcsős gondolati ívre épült. Kulcsmondata, hogy „a szenzoradatok a jelen állapotát teszik láthatóvá, a prediktív karbantartás a jövőbeli események és kockázatok valószínűsítését támogatja, az eszközmenedzsment pedig ezt az előre tekintést hosszú távú stratégiává”. A beszélgetés ennek megfelelően a jelen megfigyelésétől a várható jövőkép meghatározásán és az időzíteni kérdéseken keresztül jutott el a stratégiai szintig, ahol már nem önmagában az egyes eszközök állapota, hanem az érték, a kockázat és a portfóliószintű döntések összefüggései kerültek előtérbe. A szekció minden blokkjában a gondolativhez igazodó workshop-logika érvényesült: egy gondolatébresztő felvetés indította el a közös munkát, ezt irányított kérdések mentén zajló kiscsoportos feldolgozás követte, majd a csoportok megosztották tapasztalataikat, példáikat és ellenérveiket. A blokk végén a moderátori szintézis foglalta össze a fő tanulságokat, a kialakuló konszenzust és azokat a nyitott kérdéseket, amelyek a prediktív karbantartás és az eszközmenedzs-

ment gyakorlati alkalmazása szempontjából további tisztázást igényelnek.



6. ábra · A szekció főbb elemei

Fő tartalmi blokkok és eredmények

Az első tartalmi blokkja a szenzorok szerepét vizsgálta abból a szempontból, hogy mi számít valódi döntéstámogató értéknek. A nyitó állítás szerint „a szenzorok láthatóvá teszik a láthatatlant”, a beszélgetés fókuszja azonban nem az volt, hogy milyen szenzorok léteznek, hanem az, hogy mely mérési jelek vezetnek tényleges karbantartási döntéshez, és melyek maradnak csupán alacsony döntési hozzáadott értékű „szép dashboard-elemek”. A résztvevők közös, kiemelt megállapításai szerint a szenzor értéke erősen eszköz- és kontextusfüggő, a legjobb megtérülés sok esetben nem egyetlen szenzorból, hanem a terhelési, állapot- és környezeti adatok kombinációjából, és analitikájából származik. Ezek mellett megállapították, hogy az mesterséges intelligencia hozzáadott értéke tipikusan ott jelenik meg, ahol a rendszer túl tud lépni a küszöbérték-alapú riasztásokon, és prioritást, kockázatot vagy időzítést képes ajánlani. A blokk fő tanulsága a konszenzusos állítások alapján, hogy nincs egyetlen szenzor, amely önmagában prediktív karbantartást „csinál”: a döntési érték az integrációban és az értelmezésben keletkezik.

1. táblázat · Szenzorok főbb csoportjai

Key Sensor Categories & Value				
Sensor Category	Typical Assets	What They Measure	Business Value	Main Limitation
Thermal Sensors	Transformers, switchgear	Temperature, hotspots	Prevents overheating, lifetime estimation	Local view only
Vibration Sensors	Motors, generators	Mechanical condition	Excellent for rotating assets	Not useful for static assets
Partial Discharge (PD)	Cables, GIS, transformers	Insulation degradation	Early failure prevention	Complex analytics
Oil & DGA Sensors	Power transformers	Gas composition, moisture	Direct insight into internal faults	High cost
Electrical Sensors (CT/VT)	Feeders, substations	Load, harmonics, PQ	Asset stress & overload detection	Indirect condition indicator
Environmental Sensors	Substations, cabinets	Humidity, flood, temperature	Low-cost risk reduction	Weak predictive power alone
Smart Meters (AMI)	Grid edge	Voltage, outages, load	Massive data coverage	Not designed for asset health

A második blokk a monitoring stratégia kérdését járta körül, különös tekintettel a folyamatos, periodikus és hibrid megoldások közötti választásra. A kiinduló gondolat szerint „nem minden eszköznek kell folyamatos monitoring, de minden eszköznek kell stratégia”. A vita során világossá vált, hogy a monitoring sűrűsége nem írható le azzal az egyszerű képlettel, hogy a nagyobb kockázatú eszköz automatikusan gyakrabban mérést igényel. A döntés függ a degradáció dinamikájától, továbbá attól is, hogy a hiba látható vagy rejtett, illetve milyen költséggel és kockázattal jár a bekövetkezése. A blokk kiemelt konszenzusos megállapításai szerint a folyamatos monitoring elsősorban azokban a helyzetekben indokolt, ahol nagy a hibakövetkezmény, és a degradáció gyors vagy nehezen észlelhető.

Ezzel szemben a periodikus diagnosztika a nagy elemszámú eszközállomány költséghatékony alkalmazására adhat választ, mivel olcsóbb, skálázhatóbb, és kockázatalapú kiválasztással jól működtethető. A beszélgetésben megjelent az is, hogy a szenzor nélküli megközelítés sem irreális, hiszen a historikus hibák, események és terhelések elemzése sok esetben már ön-

magában prediktív információt hordoz, de szakértői tudás nélkül ezek nem fordíthatók döntéssé. A blokk fő üzenete ezért az volt, hogy az érték nem önmagában az érzékelésben, hanem a döntéshozatalban keletkezik: a mérés csak akkor ér valamit, ha döntési mechanizmusához kapcsolódik.

CONTINUOUS VS PERIODIC MEASUREMENT

Not every asset needs continuous monitoring – every asset needs a strategy.

Continuous Measurement Benefits

Continuous sensing delivers deep asset insight and supports advanced predictive analytics for critical assets.

Periodic Measurement Advantages

Periodic measurement is a lower-cost, simpler approach suited for medium or low-criticality assets.

Hybrid Strategy Adoption

Utilities often combine continuous and periodic methods to optimize cost while maintaining reliability.

Focus on High-Consequence Assets

High-consequence assets require more frequent or continuous monitoring to reduce operational risks and failures.

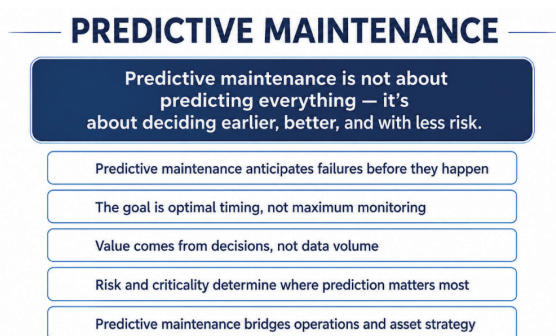
7. ábra · Folyamatos vs Periodikus mérés

A harmadik blokk a „data to decisions” (adat-tól a döntésig) gondolatmenetre épült, és a prediktív karbantartás lényegét a bizonytalanság csökkentésében, valamint a döntési időzítés javításában ragadta meg. A nyitó állítás szerint „az adat döntés nélkül zaj, és a döntés adat nélkül kockázat”. A résztvevők ennek megfelelően nem minden hibát előre megmondó technológiaként értelmezték a prediktív karbantartást, hanem olyan eszközként, amely korábban, jobban és kisebb kockázattal segít dönteni. A blokk kiemelt megállapításai, hogy a prediktív karbantartás akkor térül meg, ha ténylegesen megváltoztatja a cselekvést, illetve, hogy a legnagyobb költség gyakran nem maga

a szenzor vagy a modell, hanem az operatív működésbe való beépítés. Ezeken kívül a szekció álláspontja szerint a prediktív karbantartás elsősorban döntési és szervezeti probléma technológiai komponenssel, és a megtérülés mérése különösen nehéz, hiszen a prediktív karbantartás sikere sokszor éppen az, hogy egy hiba nem következik be. A fenti megállapításokból következően a blokk fő üzenetei:

„A prediktív karbantartás nem jósol meg mindent”

„A prediktív karbantartás jobban és kisebb kockázattal segít dönteni”



8. ábra · Prediktív karbantartás főbb megállapításai

A negyedik blokk az eszközmenedzsment szerepét vizsgálta abból a szempontból, hogyan válik az állapot- és kockázatinformáció beruházási és beavatkozási döntéssé. A nyitó gondolat szerint „a szenzorok jeleket hoznak létre, a prediktív karbantartás időzítést ad, az eszközmenedzsment pedig értéket teremt”. A résztvevők azt vizsgálták, hogyan dönthető el, hogy egy adott helyzetben karbantartásra, felújításra, cserére vagy tudatos kockázatvállalásra van-e szükség. A közös gondolkodás egyik fontos megállapítá-

sa szerint a kockázatalapú eszközmenedzsment jellemzően jobb megközelítést ad, mint a pusztán életkor alapú csereprogramok, ugyanakkor a gyakorlatban gyakran a költségvetési ciklusok és a külső kényszerek dominálnak. Megállapították továbbá, hogy eszközmenedzsment egyik legnehezebb kérdése sokszor nem az, hogy mit javítsunk vagy cseréljünk, hanem az, hogy mit ne. A beszélgetésben megjelent a „kié a kockázat?” kérdés is, mivel sok szervezetben az eszközök kockázat felelőssége elmosódik a műszaki, üzemeltetési és pénzügyi területek között. A skálázáshoz ezért tulajdonosi felelősségre és tisztázott döntési szerepekre van szükség. A blokk kiemelt megállapítása még, hogy az eszközmenedzsment nélkül a prediktív karbantartás könnyen „reporting” marad, eszközmenedzsmenttel viszont valódi irányítási képességgé válik.

ASSET MANAGEMENT DÖNTÉSI LÉTRA



9. ábra · Eszközmenedzsment döntési létra

A záró blokk a kultúra és a skálázás kérdésére helyezte a hangsúlyt. A beszélgetés végén visszatérő motívum volt, hogy sok szervezet már rendelkezik adatokkal, pilotokkal és rész-megoldásokkal, a skálázás mégis gyakran

elakad. Ennek oka lehet az üzemeltetők növekvő terhelése, az új rendszerek és a megszokott felületek közötti eltérés, a kompetencia- és változáskezelés hiánya, vagy az, hogy az új megoldás nincs ténylegesen beépítve a döntési folyamatba. A szekcióban elhangzott példa szerint egy nagyvállalat felülvizsgálta a tervszerű megelőző karbantartási logikáját: a korábban széles körben alkalmazott ciklusok helyett az eszközök 5%-ára helyezte a fókuszot, és ezzel pénzt, időt és műszaki hatékonyságot nyert. A szekció záró gondolata szerint sok esetben már nem az a kérdés, hogy rendelkezésre áll-e adat, hanem az, hogy megvan-e az a szervezeti kultúra, döntési rendszer és felelősségi struktúra, amely az adatból tényleges értéket tud teremteni

A szekció fő üzenete

A szekció legfontosabb üzenete, hogy a prediktív karbantartás nem szenzorprojekt és nem adatprojekt, hanem döntési rendszer. A szenzorok az eszközök állapotának jobb láthatóságát biztosítják, míg az analitika a beavatkozások megfelelő időzítését támogatja. A hosszú távú

értékkeremtéshez azonban mindezeknek integrálódniuk kell a vállalati eszközmenedzsment- (Enterprise Asset Management, EAM), a térinformatikai (Geographic Information System, GIS) és az üzemzavar-kezelési (Outage Management System, OMS) rendszerekbe. Emellett szükséges, hogy az alkalmazásuk egyértelmű folyamatokhoz és felelősségi körökhöz kapcsolódjon. Az így rendelkezésre álló információkat végül kockázati és portfóliószinten, az eszközmenedzsment keretrendszerében kell értelmezni.

**Az adat önmagában nem érték,
az érték ott születik, ahol az adat
megváltoztatja a döntést, és a döntés
megváltoztatja a cselekvést.**

10. ábra · Prediktív karbantartás és eszközmenedzsment szekció fő üzenete

Adatfelhasználás és adatvédelem határai szekció

A szekció az adatvezérelt elosztóhálózati működés lehetőségeit és korlátait vizsgálta, különös tekintettel a mérési adatok rendszerüzemeltetési, rugalmassági, piaci és szabályozási szerepére. A beszélgetést Erdei Márk

(iCONTEST) és Nieberl Norbert (MVM Csoport) szekcióvezetők irányították.

Elosztói rendszerüzemeltetők szempontból a mérési és fogyasztási adatok értéke abban áll, hogy egyszerre támogatják a napi hálózati

tüzemeltetést, az eszközállomány hatékonyabb menedzsmentjét és a hosszú távú hálózattervezést. A valós idejű és közel valós idejű adatok kulcsfontosságúak, segítségükkel pontosabban nyomon követhetők a feszültségviszonyok, az energia minősége, a kiesések és az ellátási zavarok, miközben gyorsabbá válik a hibák azonosítása és a fogyasztói panaszok kivizsgálása is. Az adatok emellett azonosíthatóvá teszik a túlterhelt transzformátorokat, a hálózati szűk keresztmetszeteket és a rendelkezésre álló kapacitásokat, így hozzájárulnak a meglévő infrastruktúra jobb kihasználásához, a veszteségek pontosabb becsléséhez és a prediktív karbantartás megalapozásához. A valós idejű működésen túl a mérési információk a csatlakozási igények értékelésének, a hálózatfejlesztési döntéseknek és a fogyasztási, termelési, valamint rendszerszintű trendek megértésének alapjává válnak. A szekció fő üzenete, hogy a mérési adatok nem pusztán üzemeltetési információk, hanem az adatvezérelt hálózati működés, a rugalmassági szolgáltatások és a keresletoldali menedzsment alapvető építőelemei.

Az adatvezérelt rugalmasság akadályai az elosztóhálózaton

Technológiai akadályok

Az okosmérési és kiegészítő mérési infrastruktúra fejlesztésének egyik fő korlátja, hogy a jelenlegi rendszerek jelentős része eredetileg nem valós idejű hálózatüzemeltetési, hanem elsősorban számlázási célokra épült. Emiatt az

adatok időfelbontása, hozzáférhetősége és lefedettsége sok esetben nem elegendő a hálózati szűk keresztmetszetek kezeléséhez, a decentralizált erőforrások integrálásához vagy a gyors operatív döntéshozatalhoz. A dedikált mérőeszközök ugyan részletesebb adatgyűjtést tehetnek lehetővé, integrációjukat azonban az interoperabilitás hiánya, az eltérő adatstruktúrák, a közös tanúsítási és validációs keretek hiánya, valamint a növekvő kiberbiztonsági kockázatok nehezítik. További kihívást jelent, hogy az elosztói adatkezelő rendszerek sokszor nem képesek a fejlettebb felhasználási esetekhez szükséges adatmennyiség, adatsebesség és adatsokféleség kezelésére, miközben nem alakult ki egyértelmű konszenzus a központosított adathubok és a decentralizált elosztói rendszerek szerepéről sem. Probléma még a kommunikációs rétegben a mobilhálózati technológiák széles körű alkalmazása, amely egyszerre kínál gyors bevezethetőséget és jelent korlátot a sávszélesség, késleltetés, megbízhatóság és szolgáltatói függőség miatt. Mindezekre részleges választ adhatnak az okos gateway-ek, amelyek integrációs réteggként egységesíthetik az adatgyűjtést, helyi feldolgozást és kommunikációt, valamint megalapozhatják a fejlettebb fogyasztói befolyásolás ugyanakkor új költségeket, komplexitást, szabványosítási és kiberbiztonsági feladatokat is teremtenek.

TECNOLOGY BARRIERS			
DSO smart/AMR meter	DMDs (consumer devices)	Data Exchange / HUBs	Communication
Granularity issues	Lack of interoperability	Limits of DSO data centres, scalability	Lack of clear technology pathway
No near real-time access	No standardised interfaces	Lack of real-time data exchange capability	Reliability issues
Lack of interfaces	Metering data certification/validation	Interoperability issues	Lack of standardised protocols
Heterogenous SM park	Reliability / cybersecurity concerns	Data model	Limited bandwidth
Incomplete rollout	Low penetration	Limited analytics capabilities	Cybersecurity

11. ábra · Technológiai akadályok

Gazdasági akadályok

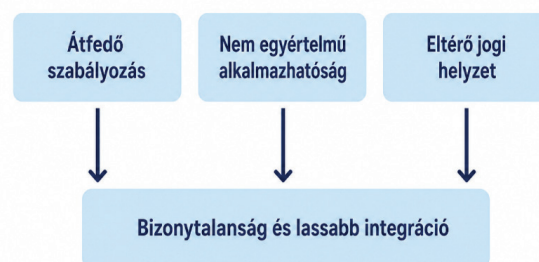
A technológiai fejlesztések gazdasági szempontból alapvetően teljesítmény-költség kompromisszumként jelennek meg, mivel az okosmérők, dedikált mérőeszközök, okos gateway-ek, hálózati szenzorok és fejlettebb adatkezelési képességek szélesebb alkalmazása beruházási és működési többletköltségekkel jár. A nagyobb adatfelbontás, a gyorsabb adatfrissítés és az alacsonyabb késleltetés fejlettebb kommunikációs, tárolási és feldolgozási infrastruktúrát igényel, ezért az elosztói rendszerüzemeltetőknek a hálózati megfigyelhetőség, rugalmasság és üzemi hatékonyság javulását mindig a kapcsolódó költségekkel együtt kell mérlegelniük. Mivel a gazdaságosan indokolható digitalizációs szint hálózatonként, fogyasztói szerkezetenként és szabályozási környezetenként eltérő, nem a teljes digitalizáció tekinthető önmagában célnak, hanem a célzott, use case-alapú fejlesztés, amely ott teremt adatkezelési képességet, ahol annak valódi műszaki és gazdasági értéke van.

Szabályozási és jogi akadályok

A szabályozási és jogi akadályok egyik fő oka, hogy a mérési adatokhoz való hozzáférést,

azok megosztását és felhasználását több, részben átfedő európai szabályozási keret rendezi, miközben nincs egységes, harmonizált jogi rendszer az okosmérőkből és dedikált mérőeszközökből származó adatok kezelésére. Ez bizonytalanságot okoz a piaci szereplők és rendszerüzemeltetők számára, különösen a GDPR, a villamosenergia-piaci szabályok, az interoperabilitási követelmények és a Data Act együttes alkalmazása miatt. A Data Act ugyan erősítheti a fogyasztói jogokat és elősegítheti az átláthatóbb adatmegosztást, de a villamosenergia-mérési adatokra való alkalmazhatósága több ponton még nem egyértelmű. További komplexitást jelent, hogy az okosmérők és a dedikált mérőeszközök eltérő tulajdonosi helyzetben lehetnek, emellett más jogszabályok vonatkozhatnak rájuk. Ezek különbségeket eredményezhetnek az adathozzáférési jogokban, az adatkezelői felelősségekben és a felhasználási jogosultságokban, ez pedig lassíthatja a dedikált mérőeszközök rugalmassági piacokba és rendszerüzemeltetési folyamatokba történő integrációját.

Szabályozási és jogi akadályok



12. ábra · Szabályozási és jogi akadályok

Javaslatok

Az adatvezérelt felhasználási esetek terjedését nem egyetlen akadály, hanem technológiai, gazdasági, szabályozási és kiberbiztonsági kihívások összefüggő rendszere korlátozza, ezért a fejlesztésekhez célzott, use case-alapú és stratégiailag összehangolt megközelítésre van szükség. A teljes digitalizáció önmagában nem feltétlenül gazdaságos cél, ezért a beruházásokat oda érdemes irányítani, ahol a jobb adatminőség, az alacsonyabb késleltetés vagy a nagyobb hálózati megfigyelhetőség valódi műszaki és gazdasági értéket teremt. Ehhez hosszabb távon jövőálló, hibrid kommunikációs infrastruktúrára, például optikai gerinchálózatokra, helyi adatkoncentrátorokra és több technológiát kombináló architektúrákra lehet szükség.

Stratégiai döntést igényel az is, hogy a csatlakozási pont mögötti eszközökből származó adatok milyen szerepet kapjanak a hálózatüzemeltetésben, a rugalmassági szolgáltatásokban és a piaci folyamatokban, valamint, hogy ebben milyen felelősséget viseljenek az elosztói rendszerüzemeltetők. Az okos gateway-ek ebben fontos integrációs és vezérlési szerepet tölthetnek be, különösen a tarifaalapú ösztönzők, a fogyasztói befolyásolás támogatásában.

Összességében, koherens adatirányítási és adatmegosztási keretrendszerre, világos adatjogosultságokra, GDPR-kompatibilis, de innovációt támogató szabályozásra, valamint beépített kiberbiztonsági követelményekre van szükség.

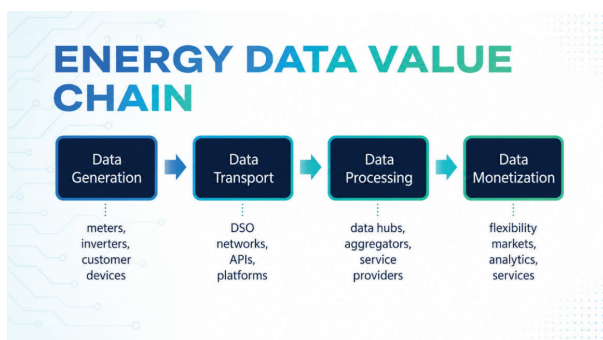
Az adathasználat kereskedelmi aspektusai, piaci szerepek és adatelosztás

A villamosenergia-rendszer növekvő digitalizációja az energetikai adatokat egyre inkább gazdasági értékkel bíró erőforrássá alakítja. Az adatok szerepe ma már nem korlátozódik az üzemeltetés támogatására, új piaci mechanizmusok, szolgáltatások és üzleti modellek alapjává is válhatnak. Ugyanakkor az adathasználat kereskedelmi dimenziója továbbra sem kellően tisztázott. A vita középpontjában három alapvető kérdés áll: ki birtokolja az energiával kapcsolatos adatokat, ki férhet hozzá ezekhez, és ki jogosult gazdasági értéket teremteni belőlük. Ezek a kérdések egy tágabb strukturális dilemmára mutatnak rá. Például, hogy az energetikai adatokat közérdekű infrastruktúraként vagy kereskedelmi eszközként érdemes-e kezelni. A válasz jelentősen befolyásolhatja a jövő villamosenergia-piacainak szerkezetét.

Az alakuló energetikai adatértéklánc

Az energetikai adatokhoz kapcsolódó értékteremtés több lépcsőből álló értékláncként írható le, amely magában foglalja az adatok keletkezését, továbbítását, feldolgozását és végső soron monetizációját. Az adatok okosmérőkből, inverterekből és más fogyasztó oldali eszközökből származhatnak, továbbításukat pedig kommunikációs infrastruktúrák, elosztóhálózatok és egyre inkább API-alapú (Application Programming Interface) megoldások biztosítják. A nyers adatok feldolgozását adathubok, aggregátorok és specializált szolgáltatási platformok végzik,

amelyek az adatokat felhasználható információvá alakítják. Az érték végül olyan alkalmazásokban realizálódhat, mint a rugalmassági piacok, az elemzési szolgáltatások vagy a digitális energetikai megoldások (digitális ikrek, IoT-alapú rendszerek). A workshop egyik fontos tanulsága az volt, hogy az érték nem az értéklánc egyetlen pontján keletkezik, hanem annak több elemén oszlik meg. Emiatt nyitott kérdés marad, hogyan történjen az érték megosztása az adat-életciklus különböző szereplői között. Ez arra is utal, hogy a jövőben az adatáramlások feletti kontroll akár fontosabbá válhat, mint a fizikai infrastruktúra birtoklása.



13. ábra · Energetikai adatértéklánc

Piaci szerepek és érintetti nézőpontok

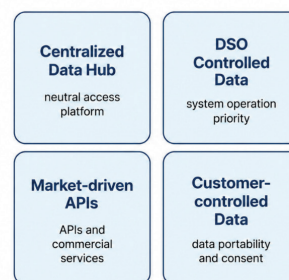
A piaci szereplőknél az energetikai adatok értéke eltérően jelenik meg. Az hálózati engedélyesek számára az adat elsősorban a megbízható hálózatüzemeltetés, az előrejelzés, az eszközmenedzsment, a hálózattervezés és a szűk keresztmetszetek azonosításának eszköze, ugyanakkor szabályozott működésük és a kritikus infrastruktúrához kapcsolódó felelősségük korlátozza az adatok nyílt megosztását és kereskedelmi hasznosítását. A fogyasztók egyszerre adat alanyai és potenciális adatgazdái, akik megfelelő értékajánlat esetén érdekeltek lehetnek adataik

megosztásában, például energiagazdálkodási vagy személyre szabott szolgáltatások érdekében, de ezt az adatvédelmi aggályok, a széttagolt platformok és az interoperabilitási hiányosságok fékezik. A technológiai szolgáltatók, aggregátorok és más piaci szereplők az energetikai adatokat új üzleti modellek és adat vezérelt szolgáltatások alapjaként látják, azonban a standardizáció, a felelősségi szabályok és a szabályozási keretek tisztázatlansága ma még jelentősen korlátozza a lehetőségek gyakorlati kiaknázását.

Adathozzáférési és adatelosztási modellek

Az adathozzáférés és adatelosztás többféle modell szerint szervezhető, attól függően, hogy a rendszer a kontrollt, a hatékonyságot, az innovációt vagy a fogyasztói rendelkezési jogot helyezi előtérbe. Lehetséges megoldás a központosított adathub, az elosztói kontrollra épülő modell, a piaci alapú API-megoldások, valamint a fogyasztói hozzájáruláson alapuló adatmegosztás. A gyakorlatban várhatóan nem egyetlen modell válik meghatározóvá, hanem hibrid megoldások alakulnak ki, amelyek egyensúlyt teremtenek a rendszerüzemeltetési, piaci, innovációs és adatvédelmi szempontok között.

POSSIBLE DATA ACCESS MODELS



14. ábra · Adathozzáférési és adatelosztási modellek

Kereskedelmi tervezési kérdések

Az energetikai adatok kereskedelmi keretrendszerének kialakítása alapvető kérdéseket vet fel az adathozzáférés díjazásáról, az értékmegosztásról és az árazási modellekről. Nem egyértelmű, hogy az adatokhoz való hozzáférés ingyenes, szabályozott díjazású vagy piaci alapon árazott legyen-e, ahogyan az sem, hogy az adathasználatból származó bevételek miként oszoljanak meg az érintett szereplők között. Ezek a döntések közvetlenül kapcsolódnak a fogyasztóvédelemhez, a versenyhez, az innovációhoz és a rendszerhatékonysághoz.

A nem megfelelő piaci kialakítás kockázatai

A nem kellően átgondolt adatirányítási és piaci keretek több kockázatot hordoznak. Kialakulhatnak adatmonopóliumok, amelyek korlátozzák a versenyt és az innovációt, miközben nőhetnek az adatvédelmi és kiberbiztonsági kockázatok. A nem hatékony adathozzáférési struktúrák gyengíthetik a hálózati tüzemeltetést és visszafoghatják a beruházásokat, míg a túlzottan korlátozó keretek lassíthatják az új szolgáltatások megjelenését. Ezért az adatpiaci kereteknek egyszerre kell támogatniuk a biztonságot, a fogyasztói jogokat, az interoperabilitást és a piaci fejlődést.

Fő kompromisszumok és stratégiai megfontolások

Az energetikai adatok kereskedelmi hasznosítását több alapvető kompromisszum határozza meg. Ilyen az adatnyitottság és a kontroll, az innováció és a biztonság, valamint a piaci és szabályozott megközelítések közötti egyensúly. Emellett stratégiai döntést igényel az is, hogy az adatarchitektúrák

mennyire legyenek központosítottak vagy decentralizáltak. Ezek a kérdések nem oldhatók meg kizárólag technológiai eszközökkel, hanem összehangolt iparági, szabályozói és piaci cselekvést igényelnek. A szekció egyik fő tanulsága az volt, hogy az adatgazdaság működési modellje legalább annyira intézményi és szabályozási kérdés, mint technológiai.

A működőképes energetikai adatökoszisztéma kialakításához koherens, harmonizált adatirányítási keretrendszerre van szükség, amely tisztázza az adathozzáférés, az adatfelhasználási jogok és az értékmegosztás alapelveit. Emellett gyakorlati, fogyasztóközpontú adatmegosztási mechanizmusokra, az adatmonopóliumok megelőzésére, valamint az interoperabilitás, az adatformátumok és interfészek standardizálására is szükség van. Fontos továbbá az hálózati engedélyesek adatmenedzsmentben betöltött szerepének és kereskedelmi tevékenységi határainak tisztázása, amit pilotprojektek és megfelelő szabályozási keretek támogathatnak.

Az energetikai adatok kereskedelmi dimenziója még kialakulóban van, és egyelőre nem alakult ki konszenzus az adatbirtoklás, a hozzáférési jogok és az értékmegosztási mechanizmusok kérdésében. Az azonban egyértelmű, hogy az adathozzáférés architektúrája meghatározó szerepet játszik majd a jövő villamosenergia-piacainak formálásában. A villamosenergia-rendszert a jövőben nemcsak az energiaáramlások, hanem az adatáramlások is meghatározzák, valamint azok az irányítási és szabályozási struktúrák, amelyek eldöntik, hogy az adatokból hogyan keletkezik érték, és ez az érték hogyan oszlik meg a rendszer szereplői között.

Üzleti hasznosság és megtérülés szekció

A konferencia üzleti szekciója Péter Gábor Mihály (E.ON Hungária Zrt.) és Törőcsik Ágnes (E.ON Hungária Zrt.) vezetésével azt vizsgálta, hogyan teremthet az elosztóhálózatok digitalizációja működési, szabályozási és pénzügyi szempontból is védhető üzleti értéket. A szekció fő következtetése szerint a digitalizációt nem önálló technológiai programként vagy általános KPI-logikával (KPI = Key Performance Indicator) kell igazolni, hanem konkrét DSO-problémákhoz és kiválasztott felhasználási esetekhez kapcsolva, amelyek mérhetően javítják a releváns hálózati képességeket. Ebben a megközelítésben a megfigyelhetőség nem önmagában vett cél, hanem támogató képesség, amely többek között a tervezést, a helyreállítást, a feszültségminőség-kezelést, a rugalmasságot, az eszközalapú beavatkozásokat és az adathozzáférést segíti.

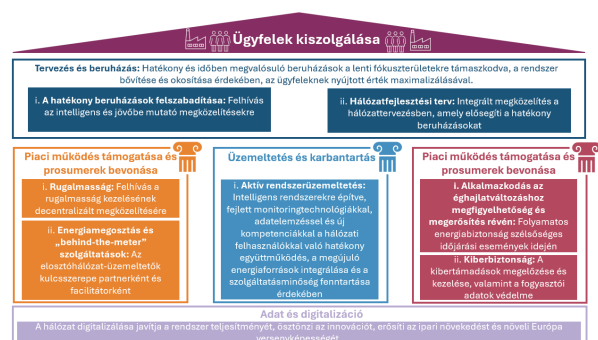
A workshop ezt a logikát az indikátorok finomításával, új üzletiérték-ötletekkel és szűkebb költség-haszon elemzési esetek kijelölésével erősítette meg, hangsúlyozva, hogy a digitalizáció megtérülése csak akkor értelmezhető, ha előbb világossá válik, mely felhasználási esetek a legfontosabbak, milyen képességekre és megfigyelhetőségi szintre van szükség, milyen mérhető eredmények várhatók, és milyen költségfeltételek mellett indokolt a beruházás.



15. ábra · Üzleti hasznosság és megtérülés szekció

Miért fontos most ez a téma?

Az elosztóhálózatokra egyszerre gyakorol nyomást az elektrifikáció terjedése, az elosztott energiatermelés növekedése, valamint az elektromosjármű-töltők, tárolók, hőszivattyúk és aktív fogyasztók megjelenése, amelyek kevésbé kiszámíthatóvá teszik a hálózat működését. Eközben a DSO-któl gyorsabb csatlakoztatást, stabil vagy javuló szolgáltatásminőséget és mindezek megfizethető biztosítását várják el. Ez kettős kihívást jelent, mert működési oldalról a hagyományos tervezési és üzemeltetési feltételezések egyre kevésbé elegendők, valamint gazdasági oldalról a beruházási igények nagysága miatt nem tartható fenn kizárólag a hagyományos hálózatmegerősítésre építő megközelítés. A digitalizáció üzleti jelentősége abban áll, hogy a jobb láthatóság és döntéstámogatás révén hatékonyabban használható a meglévő hálózati kapacitás, csökkenthető a túlzott óvatosság, és bizonyos tökeigényes fejlesztések adott esetben elhalaszthatók.

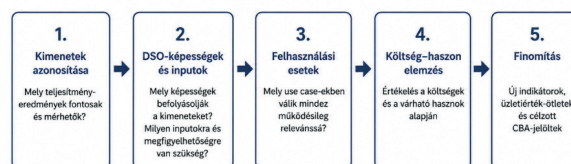


16. ábra · Az elosztóhálózatokra egyszerre nehezedik nyomás az elektrifikáció, a decentralizáció, a gyorsabb csatlakozási igények és a növekvő beruházási követelmények miatt.

A szekció logikája: a teljesítménykérdésektől a gazdasági érvelésig

A szekció felépítésének egyik fő erőssége az volt, hogy nem a technológiákból, hanem a DSO-k számára releváns eredményekből és döntési kérdésekből indult ki. Mit kell javítani? Mely eredmények mérhetők és valóban fontosak? Milyen feltételek mellett indokolt beruházni a szükséges képességekbe? Ennek eredményeképp a résztvevők a szenzorok, okosmérők, platformok és analitikai megoldások értékét nem tekintették önmagától adottnak, hanem egy strukturált ok-sági láncon keresztül értelmezték.

Szekció elején a fontos teljesítménykimenetek azonosítása történt, majd a funkcionális perspektíva, hogy mely DSO-képességek befolyásolják a kimeneteket, és milyen inputokra és megfigyelhetőségre van szükség. Végül pedig résztvevők megvizsgálták mely felhasználási esetekben válik mindez működésileg relevánssá. Csak ezeket követően kerül sor a költség-haszon elemzésre, amelyet a workshop tovább finomított új indikátorokkal, üzletiérték-ötletekkel és célzott CBA-jelöltekkel (Cost-Benefit Analysis).



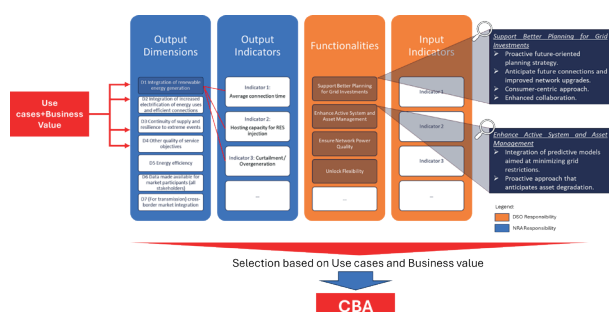
17. ábra · A workshop menete

Kimenetek, funkciók és megfigyelhetőség

A szekció egyik központi üzenete az volt, hogy a kimeneti indikátorok önmagukban nem elegendők a digitalizáció üzleti értékének igazolásához, mert bár megmutatják, milyen eredmények javulnak, nem magyarázzák meg, hogy ezek a javulások milyen DSO-funkciók és képességek révén jönnek létre. Ezért a digitalizáció értelmezésében kulcsszerepet kapott az inputok közötti réteg, amely magában foglalja többek között a tervezést és előrejelzést, a feszültségminőség-kezelést, az aktív hálózat- és eszközmenedzsmentet, a rezilienciát, a helyreállítást, a rugalmasság lehetővé tételét, az eszközgazdálkodást, valamint az on-line szolgáltatásokat és adathozzáférést.

A digitális eszközök ebben a logikában nem közvetlenül teremtenek értéket, hanem akkor válnak üzletileg igazolhatóvá, ha olyan képességeket erősítenek, amelyek mérhetően javítják a DSO teljesítményét. Különösen fontos szerepet kap a megfigyelhetőség, amely nem önálló kimenet és nem pusztán technológiai input, hanem olyan támogató képesség, amely javítja a hálózati kihasználását és a szűk keresztmetszetek kezelését. A mérési lefedettség, az alállomási automatizálás, az okosmérők, az AMI-DMS

és üzemzavar-kezelési integrációk révén jobb döntéseket tesz lehetővé. A megfigyelhetőség értéke ezért nem a nagyobb adatmennyiségben, hanem abban rejlik, hogy a hálózati állapot, az eszközök, az események, a hibák és a helyi működési környezet jobb ismerete célzott és megalapozottabb beavatkozásokat támogat.



18. ábra · A DSO-k üzleti értékteremtését támogató funkciók és mutatók kapcsolatrendszere

2. táblázat · DSO-use case-ek megfigyelhetőségi igényei, funkciói és üzleti hatásai

Prioritást élvező use case	Megfigyelhetőségi igény	Fő DSO-funkció(k)	Kimeneti / KPI-hatás	Üzleti érték
Csatlakozási és befogadóképességi értékelés	Kis-/középfeszültségű láthatóság, topológiai/modell-tudatosság, célzott közel valós idejű láthatóság ott, ahol szükséges	PLGI, részben AAAMG	Gyorsabb csatlakozási idő; kevésbé konzervatív befogadóképességi értékelés	Jobb csatlakozási döntések; célzott hálózatmegerősítés; gyorsabb ügyfélcsatlakoztatás
Megbízhatóság, hibabehatárolás és helyreállítás támogatása	Esemény-/hibaláthatóság, kapcsolóállapot, leágazási/alállomási láthatóság, távműködtetési támogatás	AAAMG, RSLC, részben EGOM	Alacsonyabb megszakítási időtartam/gyakoriság; jobb helyreállítási sebesség	Alacsonyabb SAIDI/SAIFI; alacsonyabb kimaradási költség; jobb reziliencia
Szekunder alállomások, feszültség és feszültségminőség	Közép-/kisfeszültségű interfész láthatósága, PQ-monitoring, távleolvasás és távvezérlés	PWQL, AAAMG, részben RSLC	Jobb feszültség-/PQ-menedzsment; gyorsabb lokális diagnosztika	Kevesebb manuális beavatkozás; jobb terepi prioritizálás; jobb szolgáltatásminőség
Rugalmassági megfigyelhetőség	Közel valós idejű torlódási/feszültségi láthatóság, valamint aktiválási monitoring és verifikáció	FLEX, AAAMG, PLGI	Hitelesebb rugalmassági aktiválás; alacsonyabb leszállás; erősebb befogadóképesség	Hálózatmegerősítés halasztása; alacsonyabb torlódási kockázat; az elosztott erőforrások jobb használata
Piaci adatelérhetőség	Megbízható adatcsatorna, 15 perces adatelérhetőség, hozzáférési interfészek	OLUS	Jobb online adathozzáférés és adat-időszersűség	Jobb piacsegítés; erősebb belső adatfegyver; erősebb szabályozói hitelesség

A szekció fő tanulsága szerint ezért nem az a kérdés, hogy általában több digitalizációra van-e

Prioritást élvező use case-k és értéklogikájuk

A szekció a digitalizáció üzleti értékét use case-alapú logikán keresztül tette konkréttá, vagyis minden esetben azt vizsgálta, milyen működési vagy üzleti probléma áll fenn, milyen megfigyelhetőségre van szükség, mely DSO-képesség erősödik, milyen kimenet javulhat, és hol jelenik meg az üzleti érték. Ez a megközelítés megakadályozta, hogy a vita általános technológiai érveléssé váljon, és a digitalizációt konkrét problémákhoz kötötte.

szükség, hanem az, hogy egy adott felhasználási esetben a szükséges megfigyelhetőség

és képességjavulás igazolja-e a beruházás költségét és erőfeszítését.

Workshop-kiegészítés: az indikátorok finomítása és az üzleti érték bővítése

A workshop az eredeti keretrendszert nem felváltotta, hanem tovább erősítette azzal, hogy az indikátorok értelmezését gazdaságilag megalapozottabbá tette. A résztvevők hangsúlyozták, hogy a csatlakozási idő és a befogadóképesség önmagukban túl általános mutatók, ezért azokat a hálózati terhelés, a feszültség szint és a csatlakozási kérelem teljesítménye alapján kell értelmezni ahhoz, hogy priorizálásra, elemzések elkészítésére és szabályozói párbeszédre is alkalmasak legyenek.

A vita emellett a hatékonysági és kihasználtsági indikátorok felé mozdult el, például az új kapacitás egységteljesítménye, az ügyfelenként túlfoglalt kapacitás, a hálózatrészek kihasználtsága és a szabad befogadóképesség vizsgálata felé, ami a műszaki teljesítményértékelést gazdasági minőséggel kapcsolja össze. Külön figyelmet kapott a 15 perces adatelérhetőség is, amely már nemcsak átláthatósági kérdésként, hanem a fogyasztói viselkedés, az árazás, az aggregátori részvétel és az energiaközösségek szempontjából is releváns tényezőként jelent meg. A workshop további üzletiérték-ötleteket is felszínre hozott, köztük a P1-porton keresztüli aggregátori adatszolgáltatást, a differenciált csatlakozási díjakat, a túlfoglalt kapacitás értékének megosztását és a dinamikus lekötött kapacitáson alapuló kapacitásoptimalizálást,

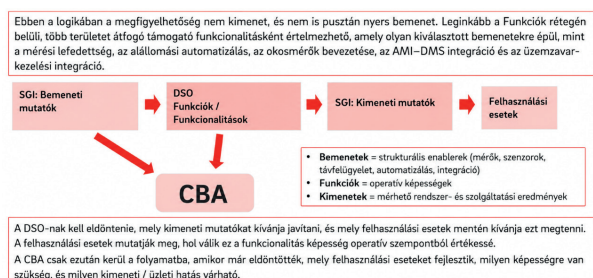
amelyek már konkrét üzleti mechanizmusok és ösztönzőrendszerek irányába mutatnak. Különösen a dinamikus lekötött kapacitás jelent meg részletesen kidolgozott üzleti esetként, mivel lehetőséget adhat bizonyos beruházások ideiglenes halasztására alacsonyabb CAPEX mellett, magasabb OPEX vagy rugalmasságszerű kifizetések árán.

Költség-haszon elemzés szerepe

A szekció egyik fontos következtetése az volt, hogy a költség-haszon elemzés csak akkor lehet érdemi, ha nem a digitalizációs vita elején, hanem a konkrét üzleti logika tisztázása után jelenik meg. A „digitalizációs ROI” (Return of Investment) ugyanis nem egységes kérdés, mivel más gazdasági logikát igényel a csatlakozási idő csökkentése, a hibaelhárítás javítása, a rugalmasság lehetővé tétele vagy a piaci adatszolgáltatások fejlesztése. Ezért a CBA-t (Cost-Benefit Analysis) csak akkor érdemes alkalmazni, ha már világos a kimeneti probléma, a prioritást élvező felhasználási eset, a szükséges megfigyelhetőség és a kapcsolódó képességcsomag.

A komoly értékelésnek nemcsak a beruházási költségeket kell figyelembe vennie, hanem az üzemeltetési, adatmenedzsment-, szervezeti, irányítási és képességfejlesztési költségeket is, miközben a haszon oldalon megjelenhet az elkerült vagy halasztott hálózatmegerősítés, az alacsonyabb helyreállítási költség, a csökkentett leszabályozás, a gyorsabb csatlakozáskezelés, a kisebb működési kockázat és a jobb tervezési minőség. A workshop ezért a CBA-t nem formális

zárólépésként, hanem fegyelmezett gazdasági tesztként értelmezte, amelynek megbízhatósága attól függ, hogy a megelőző felhasználásie-set- és képességlogika kellően világos-e.



19. ábra · A megfigyelhetőség szerepe a DSO-funkciók és az üzleti értékteremtés kapcsolatában

Lehetséges CBA-esetek

A szekció és a workshop két olyan lehetséges CBA-esetet emelt ki, amelyekben a digitalizáció üzleti értéke már konkrétabban vizsgálható. Az első a rugalmassági szolgáltatások alkalmazása volt a hagyományos hálózatmegerősítés alternatívájaként vagy kiegészítőjeként, ahol a DSO különböző forgatókönyvek alapján mérlegheti, hogy egy adott torlódási helyzetben a beruházás, a rugalmasság beszerzése, a beruházás

halasztása vagy akár a beruházás nélküli pálya jelenti-e a kedvezőbb megoldást. Ez az eset azért vált a legkidolgozottabb példává, mert világos összehasonlítási logikát ad a költségek, hasznok és alternatívák gazdasági tesztelésére.

A második lehetséges eset a dinamikus lekötött kapacitáson alapuló kapacitásoptimalizálás volt, amely magas csatlakozási igényű területeken lehetőséget adhat arra, hogy egyes ügyfelek ideiglenesen felszabadított kapacitása révén a DSO egy-két évvel elhalassza az új beruházást, alacsonyabb CAPEX mellett, de magasabb OPEX vagy rugalmassági szolgáltatásokhoz kapcsolódó kifizetések árán. Ennek fő kihívása a szabályozói költségelismerés és az érintett ügyfelek számára működőképes ár struktúra kialakítása. A két eset közös tanulsága, hogy a digitalizáció megtérülését nem általánosságban, hanem fókuszált üzleti eseteken keresztül érdemes vizsgálni, ahol a költségek, hasznok, alternatívák és szabályozási feltételek pontosabban összevethetők.

3. táblázat · Lehetséges CBA esetek DSO-k számára

Lehetséges eset	Haszonhipotézis	Fő költségkérdés	Fő szabályozási / megvalósítási kérdés
Rugalmassági szolgáltatások a hálózatmegerősítés alternatívájaként vagy kiegészítőjeként	Hálózatmegerősítés halasztása vagy elkerülése; alacsonyabb torlódáshoz kapcsolódó költség; az elosztott erőforrások hatékonyabb használata	Rugalmasság beszerzésének, aktiválásának, monitorozásának, verifikálásának és a támogató digitális képességcsomagnak a költsége	Rugalmassághoz kapcsolódó költségek elismerése a tarifaszabályozásban; összehasonlítás a hagyományos hálózatmegerősítési alapesettel
Kapacitásoptimalizálás dinamikus lekötött kapacitás alapján	Új beruházás 1–2 éves halasztása magas igényű területeken a szabad kapacitás ideiglenes felszabadításán keresztül	Rugalmasságszerű kifizetés vagy tarifaalapú díj az ideiglenes kapacitást elérhetővé tevő ügyfeleknek / KKV-knak	NRA-költségelismerés; életképes KKV-árstruktúra szükségessége, amely tükrözi az elérhető és a lekötött kapacitás közötti különbséget

Fő tanulságok, megállapítások,

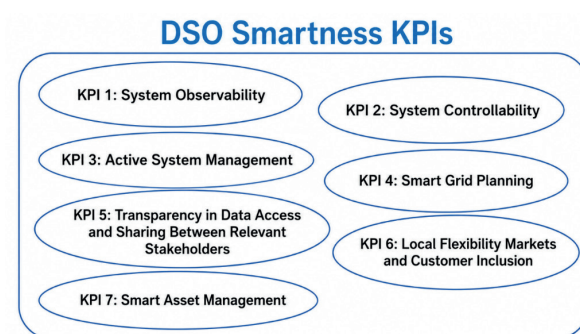
következtetések és következő lépések

A szekció fő tanulsága az volt, hogy a digitalizáció önmagában nem teremt automatikusan védhető üzleti értéket, hanem csak akkor válik igazolhatóvá, ha egyértelmű DSO-problémához, releváns felhasználási esethez, megerősített képességhez és mérhető eredményhez kapcsolódik.

A kimeneti indikátorok is fontosak, de önmagukban nem elegendők, mert nem magyarázzák meg, milyen funkciók, képességek és döntési mechanizmusok vezetnek a teljesítmény javulásához. Ezért a szekció a technológiai determinizmus és az általános KPI-retorika helyett problémaorientált logikát javasolt, amelyben a megfigyelhetőség üzleti támogató tényezőként, a felhasználási esetek pedig a digitális inputok és az üzleti érték közötti hídként jelennek meg. A költség-haszon elemzés ebben a megközelítésben csak akkor válik értelmessé, ha a mögöttes logika már strukturált.

A továbblépés ennek megfelelően a döntési szempontból releváns indikátorok szűkebb körének finomítása, a legnagyobb értékű felhasználási esetek prioritizálása, valamint egy-két CBA-eset valós működési és szabályozási környezetben történő tesztelése lehet. A digitalizáció értékét végső soron nem szlogenek, elszigetelt technológiai projektek vagy önálló KPI-jelentések alapozzák meg, hanem az, ha a DSO-k, a szabályozók és az üzleti vezetők közösen tisztázzák, milyen megfigyelhetőségre és egyéb képességekre van szükség, milyen mérhető javulások várhatók, és ezek milyen

költségfeltételek mellett teszik indokoltá a beruházásokat.



20. ábra · A DSO-k okos működésének fő KPI-jai

Köszönetnyilvánítás

Köszönjük szponzorainknak a rendezvény támogatását:



Vokony István köszöni a Magyar Tudományos Akadémia Bolyai János
Kutatási Ösztöndíjának (BO/50/24) támogatását.

II. REGIONAL SESSION ON DATA DRIVEN DISTRIBUTION

2026

Editor: Dr. Vokony István

Contributors: Holcsik Péter, Kolja Eger, Gruhala Péter, Rácz Levente, Erdei Márk,
Nieberl Norbert, Jennifer Mertens, Péter Gábor Mihály, Törőcsik Ágnes

Reviewed by: Sütő Bence, Tóth Balázs

ISBN 978-963-9299-63-4

Foreword

The transformation of the electricity system has by now reached a stage at which digitalization is no longer a supplementary technology, but one of the fundamental preconditions of secure, economical, and sustainable network operation. The spread of decentralized generation, e-mobility, energy storage, heat pumps, active consumers, and flexibility services is fundamentally changing the way distribution networks operate. At an ever-growing number of points we must understand ever more quickly what is happening on the network – and, more importantly still, we must make ever better decisions from the information available.

The idea of the Regional Session on Data Driven Distribution – RSD3 was born of this recognition. Our aim was to create a professional forum that does not merely present the latest technological possibilities of data-driven distribution networks, but invites joint thinking from all those who plan, operate, regulate, or develop the electricity system of the coming decade. The event, organized by the Hungarian Electrotechnical Association and held in Inárcs on 18–19 March 2026, therefore brought representatives of the sensor, IT, network operation, business, and regulatory domains to the same table.

From the outset, the motivation went beyond organizing a traditional conference. We were primarily interested not in what new technologies are available to us, but in which problems are worth solving with their help, what data are genuinely required for this, and how data become actual technical or business value. Accordingly, the event deliberately broke with the purely presentation-centered conference model. The plenary presentations were followed by interactive workshops built on the World Café methodology, where the perspectives of network operators, regulators, universities, IT, and business could meet.

The two-day professional program explored four closely interrelated question areas: optimal meter placement, predictive maintenance and asset management, data use and data protection, and the business value and return of digitalization. At first sight these are different topics, yet by the end of the joint work it became clear that they examine different sides of the same problem: how the ever-larger volume of available data can be turned into actual network capability, well-founded decisions, and ultimately value.

The most important messages of the event can also be summarized in a few points:

- The goal is not more data, but better decisions. Measurement, sensorization, and data collection do not create value in themselves; data become valuable when they reduce uncertainty and improve the quality or the timing of decisions.
- Digitalization must be approached from the direction of use cases. First it must be determined what problem we want to solve, and only then what metering, communication, or IT infrastructure is required.
- Technology is only one component. Technical solutions must be connected to the business, regulatory, data protection, cybersecurity, and organizational frameworks.
- Observability is a capability, not an end in itself. Its value lies in the fact that it enables more accurate network models, faster intervention, better asset stewardship, more efficient capacity utilization, and new flexibility solutions.
- Data become genuine value only when they enter the decision-making process. The intelligent distribution network of the future will be run not by artificial intelligence, sensors, or digital platforms in themselves, but by the well-organized and accountable decision-making built upon them.

This idea became the common denominator of the four workshops: it is not the volume of data that creates value, but the decisions that the data make possible. This is perhaps the most important legacy of RSD3 2026, one that can be put in a single sentence: the intelligent distribution network of the future will be run not by more data, but by better decisions.

The significance of the event, however, does not derive solely from its professional conclusions. We consider the environment in which those conclusions emerged to be at least as important. The questions of the energy transformation can today hardly be answered from a corporate, academic, regulatory, or technological standpoint alone. Solutions are born at the meeting points of different bodies of knowledge. This is precisely why RSD3 seeks to be a shared workshop: a place where, alongside the presentation of finished results, the still-open questions, the uncertainties, and even the diverging positions also have their place.

And perhaps this is truly the time and the place for such a forum. The digitalization of the electricity system is advancing at a pace at which knowledge sharing between the previously separate professional domains can no longer be occasional. Continuous dialogue, a common language, and an ever-broader international outlook are needed. The Hungarian electricity profession must take a role in this not merely as a follower, but as an active shaper.

The story of RSD3 therefore does not end with this publication; it continues. We will meet again next year. We wish to further strengthen the international character of the event by involving more European system operators, distribution companies, technology companies, research institutions, and regulatory experts. Our goal is for RSD3 to become, year by year, an increasingly regional and then genuinely international knowledge-sharing forum, where Hungarian experience

appears alongside the best European practices, and where participants do not merely listen to one another but think together about the next steps.

For this, the Hungarian Electrotechnical Association provides a natural professional umbrella. The MEE's more than a century of tradition, its professional community, and its network of relationships spanning generations make it particularly well suited to be the home of this new kind of interdisciplinary and increasingly international dialogue. We believe that in this environment RSD3 can become not simply another conference series, but one of the defining professional workshops of shared thinking about the region's data-driven electricity networks.

This publication is the tangible imprint of that joint work. It does not seek to provide definitive answers, but to record the insights, questions, and lines of thought that emerged during RSD3 2026 – and at the same time to provide a starting point for the next meeting.

To be continued. With still more dialogue, with still broader international knowledge sharing, under the professional umbrella of the Hungarian Electrotechnical Association.

Introduction

The RSD3 (Regional Session on Data Driven Distribution) symposium, held on 18–19 March 2026, placed the current questions of data-based distribution network operation and development at its center. Organized by the Hungarian Electrotechnical Association (MEE) at the FLOW Hotel & Conference Center in Inárcs near Budapest, the event provided a shared professional forum for specialists working in the sensor, IT, business, and regulatory domains.

Processing the information generated by sensors, control systems, and customer-side devices has by now become one of the key development areas of distribution network operation. Accordingly, the objective of the conference was to advance data-driven network operation through dialogue established among industry stakeholders.

The program opened with plenary presentations that placed the questions of the energy transition, digitalization, and artificial intelligence in a broader context. Alongside the Hungarian speakers, international experts also shared their experience, so that participants could become familiar not only with the Hungarian challenges but also with European examples and approaches.

The two-day event was organized around four thematic sessions. The main topics of the first day related to the design of the metering infrastructure and to the use of sensor data for network operation and asset management purposes.



Figure 1 · First day of the RSD3 conference

The second day focused on the questions of data handling and data protection, as well as on the business value and return of digitalization.

Compared with traditional, presentation-centered conferences, the structure of the sessions placed greater emphasis on interaction. The plenary presentations were followed by workshop-style session work, in which participants processed the designated topics in smaller groups. The findings of the sessions were subsequently presented to the other participants as well, thereby making it possible to compare the different professional perspectives.

One of the main lessons of the conference is that the value of data-driven distribution network operation does not lie in more measurement or in a larger volume of data in itself, but in the decisions that the data support. The presentations of all sessions pointed out that the metering infrastructure, the IT systems, the business return, data protection, and the regulatory frameworks must be managed in alignment with one another, and that developments should be tied to specific use cases.

Optimal Meter Placement Strategy Session

The Optimal Meter Placement Strategy session centered on the question of at which points, along which objectives, and to what depth it is justified to further strengthen the observability of low-voltage networks. The topicality of the subject stems from the fact that the operating environment of low-voltage networks has changed fundamentally in recent years: in a system previously built on predominantly unidirectional power flows and statistics-based planning approaches, household-scale small power plants, electric vehicle chargers, heat pumps, and other new connections that materially influence local network conditions – typically with a high degree of simultaneity – are now appearing in large numbers. The Hungarian situation is made particularly critical by the fact that in Hungary the ratio of installed photovoltaic capacity to system peak load ranks first worldwide, which means that distribution networks, especially at low and medium voltage, have had to accommodate an exceptionally large volume of decentralized generation within a short period of time.

Under the leadership of Péter Holcsik (Óbuda University) and Kolja Eger (HAW Hamburg), the participants of the session examined how the need for observability is coming to the fore on the low-voltage network, while the elements of the transmission network have long been subject to a high level of monitoring. According to the main proposition of the session, the meter-

ing technology capability is now a given, and it is a strategic decision where, in what level of detail, and for what purpose it is worth measuring. Accordingly, developing the observability of LV networks does not require a single general solution; rather, a tailored sensorization strategy can provide an economically sound answer.



Figure 2 · Optimal Meter Placement Strategy session

The Changing Role of Low-Voltage Network Metering

The changing role of low-voltage network metering can be captured in the fact that the traditional logic of network development – network re-configuration, cross-section reinforcement, and the construction of new substations – is today increasingly insufficient on its own to manage decentralized generation, variable power flows, active consumer behavior, and network flexibility. The emphasis is gradually shifting toward observability, measurement-based model refinement, and situation-dependent intervention capabilities. At the same time, one important

lesson of the workshop was that this does not automatically imply a need to increase metering unit penetration across the entire network: conventional and innovative approaches are not mutually exclusive strategies but complementary sets of instruments. Measurement does not replace network development; in certain situations it refines it, makes its application more efficient, or rearranges its timing. Accordingly, the purpose of measurement is not data collection or increased visibility in itself, but the refinement of the models that support decisions.



Figure 3 · The changing role of low-voltage network metering

The Underlying Study

The underlying study provided a solid technical basis for the joint thinking of the workshop. The study of the Kandó Foundation on the number of low-voltage metering points examined what metering density is required for the network state to be estimated with adequate accuracy, all in the context of topology, state estimation, data storage, and practical applicability. The workshop participants accepted the main technical findings of the published study on meter placement and data collection. One of the central conclusions of the study is that, within a single circuit, observation accuracy no longer

improves significantly above 3 or 4 line measurements, depending on the topology. As a consequence, a limited number of metering points installed at the appropriate locations can deliver a result similar to dense, large-scale metering of the network.

Another important lesson was that incorporating the data of household-scale small power plants substantially improves the accuracy of state estimation; therefore, channeling in the existing measurements is of paramount importance before new metering points are established. According to the study, instead of a “measure everything” logic, the principle of “measure in the right place” leads to economically usable observability, and the metering strategy cannot be separated from the data management logic. In technical terms, the study provided a clear framework for how it is worth measuring. The workshop, developing this technical basis further, clarified the relationship between the questions “Why? What? How?”, placing particular emphasis on the purpose, the justification, and the value creation of measurement.

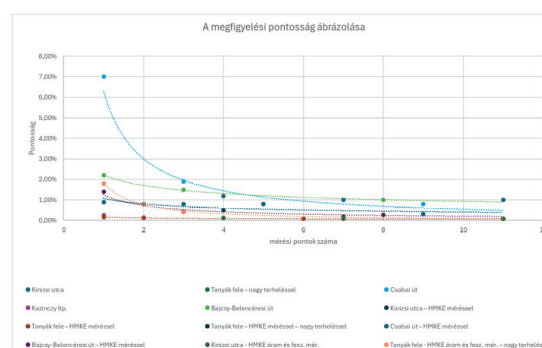


Figure 4 · The evolution of observation accuracy as the number of metering points installed along the line increases

The Central Questions of the Workshop

The discussion was not conducted in the form of a traditional debate, but using the World Café method, in three parallel conversation spaces. Participants worked along the question areas of “Why?”, “What?”, and “How?”, while the propositions, emphases, and partial findings continuously alternated among the three perspectives. Accordingly, the conclusions emerged not from consecutive thematic blocks, but from the converging findings of three parallel perspectives. The shared message is that the metering strategy is not a single decision, but a system of interacting objectives, data needs, and architectural choices.

In the “Why?” question area, participants examined what problems, actors, and decision situations justify a greater degree of visibility in low-voltage networks. Since the technological preconditions for low-voltage network metering are now largely available, the focus of the joint thinking shifted primarily to technical and economic justification. Participants did not dispute whether measurement of adequate quality is possible, but rather for which use cases the significant investment and operating expenditure associated with building a metering architecture can be justified. It repeatedly emerged during the discussions that measurement does not create value in itself: value appears where the measured data refine a model that supports a network or business decision. It follows that the purpose of measurement is not data collection, but the refinement of decision-support models.

In the “What?” question area, the physical parameters, time resolutions, and information lev-

els required for the various use purposes came to the fore. Participants started from the premise that the range of measurable parameters is no longer a bottleneck in itself; therefore, the focus of the discussion was not on what can be measured technologically, but on which data are necessary and sufficient to support the individual use cases. One important lesson of the joint thinking was that data requirements should be defined not from the technological maximum, but from the decision-support minimum. Although the classic network base quantities – voltage, current, active power, reactive power, and energy – remain determinative, not all of them carry equal significance in every application. As a summary of the “What?” question area, it emerged that the starting point should not be what a device is able to measure, but which data create genuine decision-support value.

In the “How?” question area, the interrelations of meter placement, metering density, time horizon, data collection, data transmission, and data storage came to the fore. Participants did not look for a single universal optimum point, but examined along what logic those network points can be designated where measurement genuinely creates added value. The main findings of the study on meter placement were accepted, yet the discourse went beyond these as well. Developing the observability of the low-voltage network does not begin with increasing the number of metering points, but with the conscious use of the data already available. Therefore, the first step of the metering strategy is not the installation of new metering points, but the in-

tegration of existing data and their systematic channeling into the models. The installation of new metering points is subsequently justified in a targeted manner, to reduce the remaining uncertainties, rather than with the intention of covering the entire network homogeneously. All this also means that the metering strategy is in fact a data strategy as well: the goal is not maximum data collection, but the production of relevant information.

Main Lessons of the Session and Outlook

Developing the observability of low-voltage networks can be interpreted not solely as a search for a technical optimum, but also as an institutional, economic, and regulatory question. The workshop participants agreed that this development can only be sustainable if at least partial alignment is created between the logic of the value generated and the logic of financing. It follows that it is particularly important to clarify to whom, in what form, and under what conditions network data are accessible, while the protection of personal data, critical infrastructure considerations, the designation of data owner and data handler roles, and the requirements of interoperability all provide a determinative framework.

One important lesson of the workshop was that the value-creating capability of measurement cannot be separated from the readiness of the organizational and regulatory side either: if there is no process, organizational unit, or business

responsibility that actually makes use of the resulting data, sensorization can easily become an end in itself. The metering strategy therefore means not merely determining where and along which technical parameters it is worth measuring, but also thinking through which department, which process, which job role, and which decision situation actually benefits from the resulting data.

The most important outcome of the workshop was not the identification of a single new technical solution or optimal meter placement rule, but the recognition that developing the observability of low-voltage networks is today no longer open primarily at the “What?” or “How?” question, but at the “Why?” question. On the basis of the available metering devices, communication solutions, and technical concepts, we increasingly know with what and how it is possible to measure, and the underlying study also provided a strong technical basis for assessing what metering density and what data collection logic can be considered economically justified. The genuine contribution of the workshop was therefore that it elevated this technical basis into a strategic and economic question.

According to the closing message of the session, the metering strategy can be correctly interpreted not from the direction of technological possibilities, but from the direction of the use cases to be supported. It follows that the right answer to the development of low-voltage network metering is not sensorization extended uniformly across the entire network, but development

adapted to the purpose and the situation. It is worth building metering and communication architecture where refining the network model creates genuine decision value, where the network is actively controllable and available, or where flexibility and connection needs justify it. One of

the most important conclusions of this session is therefore that the development of low-voltage network observability should be treated not as a homogeneous network program, but as a use-case-based development path.

Predictive Maintenance and Asset Management Session

Under the leadership of Péter Gruhala (Geomertria Kft.) and Levente Rácz (Budapest University of Technology and Economics, BME), the session examined how the information originating from sensors, monitoring systems, and existing operational data can be transformed into forecasts and then into actual technical, economic, and strategic decisions. According to the key idea of the session, “sensors show the present, predictive maintenance makes the future probable, and asset management translates that outlook into decisions and long-term value.” Accordingly, the joint thinking was organized around three mutually reinforcing pillars: the role of sensors and monitoring, predictive maintenance as a decision-making capability, and asset management as a value-creating framework. The guiding thread of the discussions throughout was the way data, forecast, decision, and strategy follow from one another. Among the most important lessons of the group discussions were the role of sensor fusion and analytics, monitoring built on critical compo-

nents and risks, the predictive value of existing data, and the decision- and value-creating function of asset management.



Figure 5 · Predictive Maintenance and Asset Management session

The approach of the session likewise differed from the classic presentation and question-and-answer format. The aim was not to convey definitions, but to develop a shared framework built on industry experience, in which provocative, thought-provoking statements initiated the dialogue, after which participants processed the questions raised in small groups. The results of the group work were followed by

a joint discussion, during which the moderator summarized the emerging consensus as well as the open questions that require further professional clarification. The underlying assumption was that the sensor and the analytics are not an end in themselves, but a means of optimizing risk, cost, and reliability, while long-term value ultimately arises within the decision system of asset management.

The Methodology and Structure of the Session

The methodology of the session was built on a simple, three-stage line of reasoning. Its key sentence is that “sensor data make the present state visible, predictive maintenance supports the estimation of future events and risks, and asset management turns this forward-looking view into a long-term strategy.” Accordingly, the discussion progressed from observing the present, through determining the expected outlook and addressing questions of timing, to the strategic level, where the focus was no longer the condition of individual assets in itself, but the interrelations of value, risk, and portfolio-level decisions. In every block of the session, a workshop logic aligned with this line of reasoning prevailed: a thought-provoking proposition initiated the joint work, followed by small-group processing along guided questions, after which the groups shared their experiences, examples, and counterarguments. At the end of each block, the moderator’s synthesis summarized the main lessons, the emerging consensus, and the open questions that require further clarification from

the perspective of the practical application of predictive maintenance and asset management.

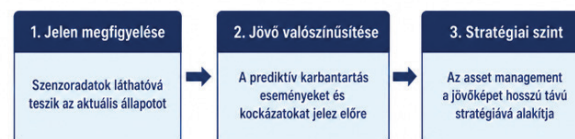


Figure 6 · The main elements of the session

Main Content Blocks and Results

The first content block examined the role of sensors from the perspective of what counts as genuine decision-support value. According to the opening proposition, “sensors make the invisible visible”; the focus of the discussion, however, was not on what sensors exist, but on which measurement signals lead to an actual maintenance decision, and which remain merely “attractive dashboard elements” with low decision-making added value. According to the shared, highlighted findings of the participants, the value of a sensor is strongly asset- and context-dependent, and in many cases the best return derives not from a single sensor, but from the combination and analytics of loading, condition, and environmental data. In addition, they established that the added value of artificial intelligence typically appears where the system is able to move beyond threshold-based alarms and can recommend priority, risk, or timing. The main lesson of the block, based on the consensus statements, is that there is no single sensor that “does” predictive maintenance on its own: decision value arises in integration and interpretation.

Key Sensor Categories & Value				
Sensor Category	Typical Assets	What They Measure	Business Value	Main Limitation
Thermal Sensors	Transformers, switchgear	Temperature, hotspots	Prevents overheating, lifetime estimation	Local view only
Vibration Sensors	Motors, generators	Mechanical condition	Excellent for rotating assets	Not useful for static assets
Partial Discharge (PD)	Cables, GIS, transformers	Insulation degradation	Early failure prevention	Complex analytics
Oil & DGA Sensors	Power transformers	Gas composition, moisture	Direct insight into internal faults	High cost
Electrical Sensors (CT/VT)	Feeders, substations	Load, harmonics, PQ	Asset stress & overload detection	Indirect condition indicator
Environmental Sensors	Substations, cabinets	Humidity, flood, temperature	Low-cost risk reduction	Weak predictive power alone
Smart Meters (AMI)	Grid edge	Voltage, outages, load	Massive data coverage	Not designed for asset health

Table 1 · Main groups of sensors

The second block explored the question of monitoring strategy, with particular regard to the choice among continuous, periodic, and hybrid solutions. According to the opening idea, “not every asset needs continuous monitoring, but every asset needs a strategy.” During the debate it became clear that monitoring density cannot be described by the simple formula that a higher-risk asset automatically requires more frequent measurement. The decision depends on the dynamics of degradation, and also on whether the fault is visible or hidden, and on the cost and risk associated with its occurrence. According to the highlighted consensus findings of the block, continuous monitoring is justified primarily in those situations where the consequence of failure is high and degradation is rapid or difficult to detect.

By contrast, periodic diagnostics can provide an answer for the cost-effective treatment of large asset populations, since it is cheaper, more scalable, and can be operated well with risk-based selection. It also emerged in the discussion that a sensor-free approach is not unrealistic either, since the analysis of historical faults, events, and loads in many cases already carries

predictive information in itself, but without expert knowledge these cannot be translated into decisions. The main message of the block was therefore that value arises not in sensing in itself, but in decision-making: measurement is only worth something if it is linked to a decision mechanism.

CONTINUOUS VS PERIODIC MEASUREMENT

Not every asset needs continuous monitoring – every asset needs a strategy.

Continuous Measurement Benefits

Continuous sensing delivers deep asset insight and supports advanced predictive analytics for critical assets.

Periodic Measurement Advantages

Periodic measurement is a lower-cost, simpler approach suited for medium or low-criticality assets.

Hybrid Strategy Adoption

Utilities often combine continuous and periodic methods to optimize cost while maintaining reliability.

Focus on High-Consequence Assets

High-consequence assets require more frequent or continuous monitoring to reduce operational risks and failures.

Figure 7 · Continuous versus periodic measurement

The third block was built on the “data to decisions” line of reasoning and captured the essence of predictive maintenance in reducing uncertainty and improving decision timing. According to the opening proposition, “data without a decision is noise, and a decision without data is risk.” Accordingly, participants interpreted predictive maintenance not as a technology that predicts every fault, but as a tool that helps to decide earlier, better, and with lower risk. The highlighted findings of the block are that predictive maintenance pays off if it actually changes the course of action, and that the greatest cost

is often not the sensor or the model itself, but embedding it into operational practice. Beyond these, according to the position of the session, predictive maintenance is primarily a decision-making and organizational problem with a technological component, and measuring the return is particularly difficult, since the success of predictive maintenance is often precisely that a fault does not occur. Following from the findings above, the main messages of the block are:

“Predictive maintenance does not predict everything”

“Predictive maintenance helps to decide better and with lower risk”

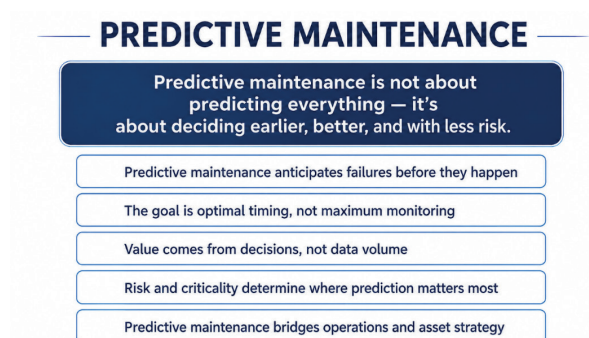


Figure 8 · Main findings on predictive maintenance

The fourth block examined the role of asset management from the perspective of how condition and risk information becomes an investment and intervention decision. According to the opening idea, “sensors generate signals, predictive maintenance provides timing, and asset management creates value.” Participants examined how it can be decided whether a given situation calls for maintenance, refurbishment, replacement, or deliberate risk acceptance. One

important finding of the joint thinking is that risk-based asset management typically provides a better approach than purely age-based replacement programs, yet in practice budget cycles and external constraints often dominate. They further established that one of the most difficult questions of asset management is often not what to repair or replace, but what not to. The question “who owns the risk?” also emerged in the discussion, since in many organizations responsibility for asset risk is blurred among the technical, operational, and financial functions. Scaling therefore requires ownership accountability and clarified decision-making roles. A further highlighted finding of the block is that without asset management, predictive maintenance easily remains “reporting”, whereas with asset management it becomes a genuine management capability.

ASSET MANAGEMENT DÖNTÉSI LÉTRA



Figure 9 · The asset management decision ladder

The closing block placed the emphasis on the question of culture and scaling. A recurring motif at the end of the discussion was that many organizations already possess data, pilots, and partial solutions, yet scaling frequently stalls.

This may be caused by the growing workload of operators, the difference between new systems and familiar interfaces, the lack of competence and change management, or the fact that the new solution is not actually embedded in the decision-making process. According to an example presented in the session, a large company reviewed its planned preventive maintenance logic: instead of the cycles previously applied on a broad basis, it placed the focus on 5% of its assets, and thereby gained money, time, and technical efficiency. According to the closing thought of the session, in many cases the question is no longer whether data are available, but whether the organizational culture, decision system, and responsibility structure that can create actual value from the data are in place.

The Main Message of the Session

The most important message of the session is that predictive maintenance is not a sensor project and not a data project, but a decision sys-

tem. Sensors provide better visibility of asset condition, while analytics support the appropriate timing of interventions. For long-term value creation, however, all of this must be integrated into Enterprise Asset Management (EAM), Geographic Information System (GIS), and Outage Management System (OMS) platforms. In addition, their application must be linked to clear processes and areas of responsibility. The information thus available must finally be interpreted at risk and portfolio level, within the framework of asset management.

**Az adat önmagában nem érték,
az érték ott születik, ahol az adat
megváltoztatja a döntést, és a döntés
megváltoztatja a cselekvést.**

Figure 10 · The main message of the Predictive Maintenance and Asset Management session

Boundaries of Data Use and Data Protection Session

The session examined the opportunities and limits of data-driven distribution network operation, with particular regard to the role of metering data in system operation, flexibility, markets, and regulation. The discussion was chaired by session leaders Márk Erdei (iCON-TEST) and Norbert Nieberl (MVM Group).

From the perspective of Distribution System Operators (DSOs), the value of metering and consumption data lies in the fact that they simultaneously support day-to-day network operation, more efficient management of the asset base, and long-term network planning. Real-time and near real-time data are of key importance: with

their help, voltage conditions, power quality, outages, and supply disturbances can be tracked more accurately, while fault identification and the investigation of customer complaints also become faster. The data furthermore make it possible to identify overloaded transformers, network bottlenecks, and available capacities, thereby contributing to better utilization of the existing infrastructure, more accurate estimation of losses, and the grounding of predictive maintenance. Beyond real-time operation, metering information becomes the basis for evaluating connection requests, for network development decisions, and for understanding consumption, generation, and system-level trends. The main message of the session is that metering data are not merely operational information, but fundamental building blocks of data-driven network operation, flexibility services, and demand-side management.

Barriers to Data-Driven Flexibility in the Distribution Network

Technological Barriers

One of the main constraints on developing smart metering and supplementary metering infrastructure is that a significant part of the current systems was originally built not for real-time network operation but primarily for billing purposes. As a result, the time resolution, accessibility, and coverage of the data are in many cases insufficient for managing network bottlenecks, integrating decentralized resources, or making rapid operational decisions. Dedi-

cated metering devices may indeed enable more granular data collection, but their integration is hindered by the lack of interoperability, differing data structures, the absence of common certification and validation frameworks, and growing cybersecurity risks. A further challenge is that distribution data management systems are often unable to handle the data volume, data velocity, and data variety required by more advanced use cases, while no clear consensus has emerged on the respective roles of centralized data hubs and decentralized distribution systems either. A further issue in the communication layer is the widespread application of mobile network technologies, which simultaneously offers rapid deployment and imposes constraints due to bandwidth, latency, reliability, and dependence on service providers. Smart gateways may provide a partial answer to all of this, as an integration layer they can unify data collection, local processing, and communication, and can lay the foundations for more advanced consumer engagement – while at the same time creating new costs, complexity, standardization, and cybersecurity tasks.

TECNOLOGY BARRIERS			
DSO smart/AMR meter	DMDs (consumer devices)	Data Exchange / HUBs	Communication
Granularity issues	Lack of interoperability	Limits of DSO data centres, scalability	Lack of clear technology pathway
No near real-time access	No standardised interfaces	Lack of real-time data exchange capability	Reliability issues
Lack of interfaces	Metering data certification/validation	Interoperability issues	Lack of standardised protocols
Heterogenous SM park	Reliability / cybersecurity concerns	Data model	Limited bandwidth
Incomplete rollout	Low penetration	Limited analytics capabilities	Cybersecurity

Figure 11 · Technological barriers

Economic Barriers

From an economic perspective, technological developments essentially appear as a performance–cost trade-off, since the wider application of smart meters, dedicated metering devices, smart gateways, network sensors, and more advanced data management capabilities entails additional investment and operating costs. Higher data resolution, faster data refresh, and lower latency require more advanced communication, storage, and processing infrastructure; therefore, distribution system operators must always weigh improvements in network observability, flexibility, and operational efficiency together with the associated costs. Since the economically justifiable level of digitalization differs by network, by consumer structure, and by regulatory environment, full digitalization cannot be regarded as an objective in itself; the objective is rather targeted, use-case-based development that creates data management capability where it has genuine technical and economic value.

Regulatory and Legal Barriers

One of the main causes of regulatory and legal barriers is that access to metering data, their sharing, and their use are governed by several partly overlapping European regulatory frameworks, while there is no unified, harmonized legal regime for handling data originating from smart meters and dedicated metering devices. This creates uncertainty for market participants and system operators, particularly because of the combined application of the General Data Protection Regulation (GDPR), the electricity

market rules, the interoperability requirements, and the Data Act. Although the Data Act may strengthen consumer rights and promote more transparent data sharing, its applicability to electricity metering data is not yet unambiguous on several points. Further complexity arises from the fact that smart meters and dedicated metering devices may be under different ownership arrangements, and different legislation may apply to them. These may result in differences in data access rights, data controller responsibilities, and usage entitlements, which in turn may slow the integration of dedicated metering devices into flexibility markets and system operation processes.

Szabályozási és jogi akadályok



Figure 12 · Regulatory and legal barriers

Recommendations

The spread of data-driven use cases is constrained not by a single barrier, but by an interconnected system of technological, economic, regulatory, and cybersecurity challenges; developments therefore require a targeted, use-case-based, and strategically aligned approach. Full digitalization is not necessarily an economical objective in itself, and investments should there-

fore be directed to where better data quality, lower latency, or greater network observability creates genuine technical and economic value. In the longer term, this may require future-proof, hybrid communication infrastructure, for example optical backbone networks, local data concentrators, and architectures combining several technologies.

It also requires a strategic decision what role the data originating from devices behind the connection point should be given in network operation, in flexibility services, and in market processes, and what responsibility distribution system operators should bear in this respect. Smart gateways may play an important integration and control role in this, particularly in supporting tariff-based incentives and consumer engagement.

Overall, a coherent data governance and data sharing framework, clear data entitlements, GDPR-compliant yet innovation-friendly regulation, and built-in cybersecurity requirements are needed.

Commercial Aspects of Data Use, Market Roles, and Data Distribution

The growing digitalization of the electricity system is increasingly turning energy data into a resource with economic value. The role of data is today no longer limited to supporting operations; data may also become the basis of new market mechanisms, services, and business models. At the same time, the commercial dimension of data use remains insufficiently clarified. Three fundamental questions stand at the

center of the debate: who owns energy-related data, who may access it, and who is entitled to create economic value from it. These questions point to a broader structural dilemma – for example, whether energy data should be treated as public-interest infrastructure or as a commercial asset. The answer may significantly influence the structure of future electricity markets.

The Emerging Energy Data Value Chain

Value creation associated with energy data can be described as a multi-stage value chain that encompasses the generation, transmission, processing, and ultimately the monetization of data. Data may originate from smart meters, inverters, and other customer-side devices, while their transmission is ensured by communication infrastructures, distribution networks, and increasingly by API-based (Application Programming Interface) solutions. Raw data are processed by data hubs, aggregators, and specialized service platforms, which convert the data into usable information. Value may finally be realized in applications such as flexibility markets, analytics services, or digital energy solutions (digital twins, IoT-based systems). One important lesson of the workshop was that value does not arise at a single point of the value chain, but is distributed across several of its elements. It therefore remains an open question how value should be shared among the various actors of the data lifecycle. This also suggests that, in the future, control over data flows may become even more important than ownership of the physical infrastructure.

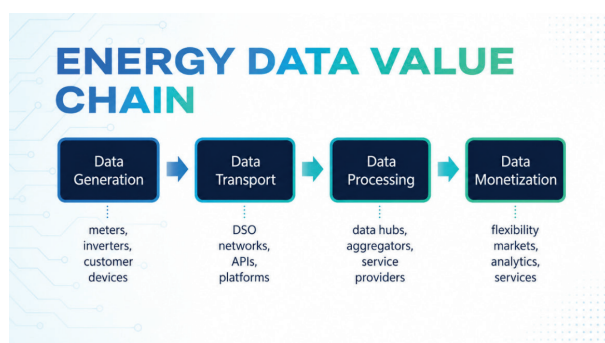


Figure 13 · The energy data value chain

Market Roles and Stakeholder Perspectives

The value of energy data appears differently for the various market participants. For network licensees, data are primarily an instrument of reliable network operation, forecasting, asset management, network planning, and the identification of bottlenecks; at the same time, their regulated operation and their responsibilities associated with critical infrastructure limit the open sharing and commercial exploitation of data. Consumers are simultaneously data subjects and potential data owners who, given an appropriate value proposition, may have an interest in sharing their data, for example for energy management or personalized services – but this is held back by data protection concerns, fragmented platforms, and interoperability gaps. Technology providers, aggregators, and other market participants see energy data as the basis of new business models and data-driven services; however, the lack of clarity in standardization, liability rules, and regulatory frameworks still significantly limits the practical exploitation of these opportunities.

Data Access and Data Distribution Models

Data access and data distribution can be organized according to several models, depending on

whether the system prioritizes control, efficiency, innovation, or consumer rights of disposal. Possible solutions include the centralized data hub, a model built on distribution-side control, market-based API solutions, and data sharing based on consumer consent. In practice, a single model is not expected to become dominant; rather, hybrid solutions will emerge that create a balance among system operation, market, innovation, and data protection considerations.

POSSIBLE DATA ACCESS MODELS

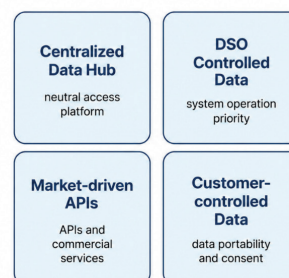


Figure 14 · Data access and data distribution models

Commercial Design Questions

Establishing a commercial framework for energy data raises fundamental questions about charging for data access, value sharing, and pricing models. It is not clear whether access to data should be free of charge, subject to regulated charges, or priced on a market basis, nor how the revenues from data use should be shared among the actors concerned. These decisions are directly linked to consumer protection, competition, innovation, and system efficiency.

Risks of Inadequate Market Design

Insufficiently considered data governance and market frameworks carry several risks. Data monopolies may emerge that limit competition and innovation,

while data protection and cybersecurity risks may increase. Inefficient data access structures may weaken network operation and hold back investment, whereas excessively restrictive frameworks may slow the appearance of new services. Data market frameworks must therefore simultaneously support security, consumer rights, interoperability, and market development.

Main Trade-offs and Strategic Considerations

The commercial exploitation of energy data is determined by several fundamental trade-offs. These include the balance between data openness and control, between innovation and security, and between market-based and regulated approaches. In addition, it also requires a strategic decision to what extent data architectures should be centralized or decentralized. These questions cannot be resolved by technological means alone; they require coordinated industry, regulatory, and market action. One of the main lessons of the session was that the operating model of the data economy is at least as much an institutional and regulatory question as a technological one.

Establishing a workable energy data ecosystem requires a coherent, harmonized data governance framework that clarifies the principles of data access, data usage rights, and value sharing. In addition, practical, consumer-centric data sharing mechanisms, the prevention of data monopolies, and the standardization of interoperability, data formats, and interfaces are also needed. It is furthermore important to clarify the role of network licensees in data management and the boundaries of their commercial activity, which can be supported by pilot projects and appropriate regulatory frameworks.

The commercial dimension of energy data is still emerging, and no consensus has yet formed on the questions of data ownership, access rights, and value sharing mechanisms. It is clear, however, that the architecture of data access will play a determinative role in shaping future electricity markets. In the future, the electricity system will be defined not only by energy flows but also by data flows, and by the governance and regulatory structures that determine how value is created from data and how that value is shared among the actors of the system.

Business Value and Return Session

Under the leadership of Gábor Mihály Péter (E.ON Hungária Zrt.) and Ágnes Törőcsik (E.ON Hungária Zrt.), the business session of the conference examined how the digitalization of distribution networks can create business value that is defensible from an operational, regulatory, and financial perspective as well. Ac-

cording to the main conclusion of the session, digitalization must be justified not as a stand-alone technology program or through a generic KPI logic (KPI = Key Performance Indicator), but by linking it to specific DSO problems and selected use cases that measurably improve the relevant network capabilities. In this approach,

observability is not an objective in itself, but an enabling capability that supports, among other things, planning, restoration, power quality management, flexibility, asset-based interventions, and data access.

The workshop reinforced this logic by refining the indicators, generating new business value ideas, and designating narrower cost-benefit analysis cases, emphasizing that the return on digitalization can only be interpreted once it becomes clear which use cases are the most important, what capabilities and level of observability are required, what measurable results can be expected, and under what cost conditions the investment is justified.



Figure 15 · Business Value and Return session

Why Is This Topic Important Now?

Distribution networks are simultaneously under pressure from the spread of electrification, the growth of distributed generation, and the appearance of electric vehicle chargers, storage units, heat pumps, and active consumers, all of which make network operation less predictable. At the same time, DSOs are expected to deliver faster connections, stable or improving service

quality, and all of this at an affordable cost. This represents a twofold challenge, because on the operational side the traditional planning and operating assumptions are increasingly insufficient, and on the economic side an approach based solely on conventional network reinforcement cannot be sustained given the scale of the investment needs. The business significance of digitalization lies in the fact that, through better visibility and decision support, existing network capacity can be used more efficiently, excessive conservatism can be reduced, and certain capital-intensive developments can, where appropriate, be deferred.

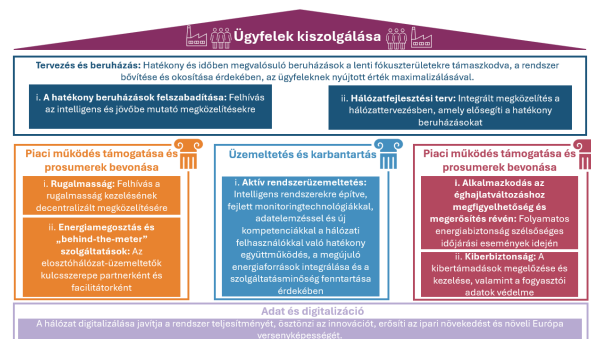


Figure 16 · Distribution networks are simultaneously under pressure from electrification, decentralization, faster connection demands, and growing investment requirements

The Logic of the Session: From Performance Questions to the Economic Case

One of the main strengths of the session's structure was that it started not from technologies, but from the outcomes and decision questions relevant to DSOs. What needs to be improved? Which results are measurable and genuinely important? Under what conditions is it justified to invest in the necessary capabilities? As a result, participants did not take the value of sensors,

smart meters, platforms, and analytics solutions as given, but interpreted it through a structured causal chain.

At the beginning of the session, the important performance outcomes were identified, followed by the functional perspective: which DSO capabilities influence the outcomes, and what inputs and observability are required. Finally, participants examined in which use cases all of this becomes operationally relevant. Only after these steps does cost-benefit analysis follow, which the workshop further refined with new indicators, business value ideas, and targeted CBA (Cost-Benefit Analysis) candidates.

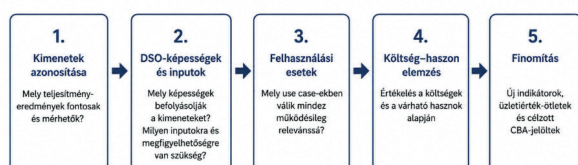


Figure 17 · The course of the workshop

Outcomes, Functions, and Observability

One of the central messages of the session was that output indicators alone are not sufficient to justify the business value of digitalization, because although they show which results improve, they do not explain through which DSO functions and capabilities those improvements come about. Therefore, a key role in interpreting digitalization was assigned to the layer between the inputs, which encompasses, among other things, planning and forecasting, power quality management, active network and asset manage-

ment, resilience, restoration, enabling flexibility, asset stewardship, and online services and data access.

In this logic, digital tools do not create value directly; they become business-justifiable when they strengthen capabilities that measurably improve DSO performance. Observability plays a particularly important role: it is neither a stand-alone outcome nor a mere technological input, but an enabling capability that improves network utilization and the management of bottlenecks. Through metering coverage, substation automation, smart meters, and AMI-DMS (Advanced Metering Infrastructure – Distribution Management System) and outage management integrations, it enables better decisions. The value of observability therefore lies not in a larger volume of data, but in the fact that better knowledge of network state, assets, events, faults, and the local operating environment supports targeted and better-founded interventions.

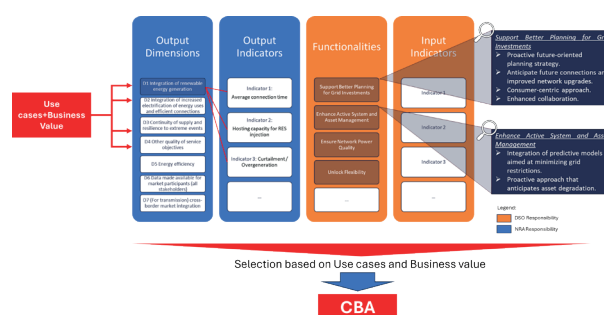


Figure 18 · The relationship between the functions and indicators supporting DSO business value creation

Priority Use Cases and Their Value Logic

The session made the business value of digitalization concrete through a use-case-based logic: in every instance it examined what operational or

business problem exists, what observability is required, which DSO capability is strengthened, which outcome may improve, and where the business val-

ue appears. This approach prevented the debate from becoming a generic technological argument and tied digitalization to specific problems.

Table 2 · Observability needs, functions, and business impacts of DSO use cases

Priority use case	Observability need	Main DSO function(s)	Outcome / KPI impact	Business value
Connection and hosting capacity assessment	Low-/medium-voltage visibility, topology/model awareness, targeted near real-time visibility where needed	PLGI, partly AAAMG	Faster connection lead time; less conservative hosting capacity assessment	Better connection decisions; targeted network reinforcement; faster customer connection
Reliability, fault localization, and restoration support	Event/fault visibility, switch status, feeder/substation visibility, remote operation support	AAAMG, RSLC, partly EGOM	Lower interruption duration/frequency; better restoration speed	Lower SAIDI/SAIFI; lower outage cost; better resilience
Secondary substations, voltage, and power quality	Visibility of the medium-/low-voltage interface, PQ monitoring, remote reading and remote control	PWQL, AAAMG, partly RSLC	Better voltage/PQ management; faster local diagnostics	Fewer manual interventions; better field prioritization; better service quality
Flexibility observability	Near real-time congestion/voltage visibility, together with activation monitoring and verification	FLEX, AAAMG, PLGI	More credible flexibility activation; lower curtailment; stronger hosting capacity	Deferral of network reinforcement; lower congestion risk; better use of distributed resources
Market data availability	Reliable data channel, 15-minute data availability, access interfaces	OLUS	Better online data access and data timeliness	Better market facilitation; stronger internal data discipline; stronger regulatory credibility

According to the main lesson of the session, the question is therefore not whether more digitalization is needed in general, but whether, in a given use case, the required observability and capability improvement justifies the cost and effort of the investment.

Workshop Contribution: Refining the Indicators and Broadening Business Value

The workshop did not replace the original framework but reinforced it by making the interpretation of the indicators more economically grounded. Participants emphasized that connection lead time and hosting capacity are in themselves overly general indicators; they must therefore be interpreted on the basis of network loading, voltage level, and the ca-

capacity of the connection request in order to be suitable for prioritization, for preparing analyses, and for regulatory dialogue.

The debate also moved toward efficiency and utilization indicators, for example the unit cost of new capacity, the capacity over-contracted per customer, the utilization of network sections, and the examination of available hosting capacity, which connects technical performance assessment with an economic quality. Particular attention was also given to 15-minute data availability, which appeared not only as a transparency question but also as a factor relevant to consumer behavior, pricing, aggregator participation, and energy communities. The workshop also surfaced further business val-

ue ideas, among them aggregator data provision via the P1 port, differentiated connection charges, sharing the value of over-contracted capacity, and capacity optimization based on dynamic contracted capacity, all of which already point toward concrete business mechanisms and incentive schemes. Dynamic contracted capacity in particular emerged as a business case elaborated in detail, since it may provide an opportunity to temporarily defer certain investments at lower capital expenditure (CAPEX), at the price of higher operating expenditure (OPEX) or flexibility-type payments.

The Role of Cost-Benefit Analysis

One important conclusion of the session was that cost-benefit analysis can only be meaningful if it appears not at the beginning of the digitalization debate, but after the specific business logic has been clarified. "Digitalization ROI" (Return on Investment) is not a uniform question, since reducing connection lead time, improving fault response, enabling flexibility, or developing market data services each requires a different economic logic. CBA (Cost-Benefit Analysis) should therefore only be applied once the outcome problem, the priority use case, the required observability, and the associated capability package are already clear.

A serious assessment must take into account not only the investment costs, but also the operational, data management, organizational, governance, and capability development costs, while on the benefit side avoided or deferred network reinforcement, lower restoration cost, reduced curtailment, faster connection handling, lower operational risk, and

better planning quality may appear. The workshop therefore interpreted CBA not as a formal closing step, but as a disciplined economic test whose reliability depends on whether the preceding use case and capability logic is sufficiently clear.

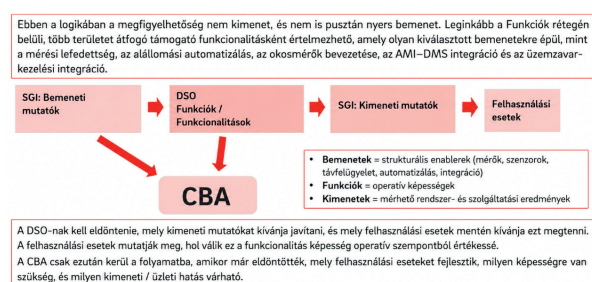


Figure 19 · The role of observability in the relationship between DSO functions and business value creation

Potential CBA Cases

The session and the workshop highlighted two potential CBA cases in which the business value of digitalization can already be examined more concretely. The first was the application of flexibility services as an alternative to, or complement of, conventional network reinforcement, where the DSO can weigh, on the basis of different scenarios, whether investment, the procurement of flexibility, deferral of the investment, or even a no-investment path represents the more favorable solution in a given congestion situation. This case became the most elaborated example because it provides a clear comparison logic for the economic testing of costs, benefits, and alternatives.

The second potential case was capacity optimization based on dynamic contracted capacity, which in areas with high connection demand may make it possible for the DSO to defer a new investment by one or two years through the temporarily released capacity of certain customers, at lower CAPEX but at

the price of higher OPEX or payments linked to flexibility services. Its main challenge is regulatory cost recognition and the design of a price structure that is workable for the customers concerned. The common lesson of the two cases is that the return on digitali-

zation should be examined not in general terms, but through focused business cases, where costs, benefits, alternatives, and regulatory conditions can be compared more precisely.

Table 3 · Potential CBA cases for DSOs

Potential case	Benefit hypothesis	Main cost question	Main regulatory / implementation question
Flexibility services as an alternative to, or complement of, network reinforcement	Deferral or avoidance of network reinforcement; lower congestion-related cost; more efficient use of distributed resources	Cost of procuring, activating, monitoring, and verifying flexibility, and of the supporting digital capability package	Recognition of flexibility-related costs in tariff regulation; comparison with the conventional network reinforcement base case
Capacity optimization based on dynamic contracted capacity	Deferral of new investment by 1–2 years in high-demand areas through the temporary release of free capacity	Flexibility-type payment or tariff-based charge to customers / small and medium-sized enterprises (SMEs) making temporary capacity available	NRA cost recognition; the need for a viable SME price structure that reflects the difference between available and contracted capacity

Main Lessons, Findings, Conclusions, and Next Steps

The main lesson of the session was that digitalization does not automatically create defensible business value in itself; it becomes justifiable only when it is linked to a clear DSO problem, a relevant use case, a strengthened capability, and a measurable result.

Output indicators are important as well, but they are not sufficient on their own, because they do not explain which functions, capabilities, and decision mechanisms lead to the improvement in performance. Instead of technological determinism and generic KPI rhetoric, the session therefore proposed a problem-oriented logic in which observability appears as a business enabler and use cases as the bridge between digital inputs and business value. In this approach, cost-benefit analysis becomes meaningful only once the underlying logic is already structured.

The way forward may accordingly be to refine a nar-

rower set of indicators that are relevant from a decision-making perspective, to prioritize the highest-value use cases, and to test one or two CBA cases in a real operational and regulatory environment. Ultimately, the value of digitalization is not established by slogans, isolated technology projects, or stand-alone KPI reports, but by DSOs, regulators, and business leaders jointly clarifying what observability and other capabilities are required, what measurable improvements can be expected, and under what cost conditions these justify the investments.

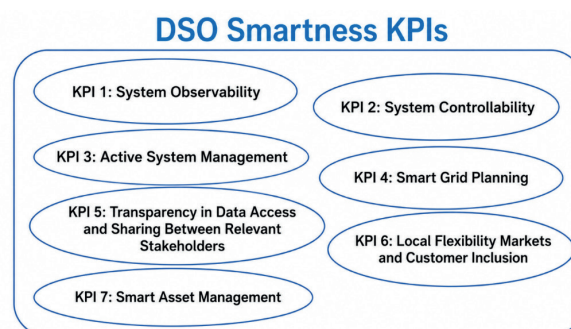


Figure 20 · The main KPIs of smart DSO operation

Acknowledgement

Köszönjük szponzorainknak a rendezvény támogatását:



Vokony István acknowledges the support of the János Bolyai Research Scholarship (BO/50/24) of the Hungarian Academy of Sciences.