

MEDIDORES INTELIGENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USUARIOS RESIDENCIALES: HACIA UN RÉGIMEN PERSONALIZADO DE USO, CONSUMO Y TARIFAS

Franco-David Hessling-Herrera¹, Carlos Alberto Cadena¹

¹INENCO – (UNSA – CONICET) – Universidad Nacional de Salta
Avda. Bolivia 5150, C.P. 4400. Salta, Argentina.

Tel. 0387-4255424 – Fax: 0387- 4255389 – Email: hesslingherrerafranco@hum.unsa.edu.ar

RESUMEN: El trabajo persigue el objetivo de analizar el uso de medidores inteligentes de energía eléctrica en usuarios residenciales de la provincia de Salta como elemento para prefigurar esquemas tarifarios. Dado que esos instrumentos se dispusieron dentro de un sistema de medición para un proceso de Revisión Tarifaria Integral, sus resultados fueron argumento postimero de la elaboración de nuevos cuadros tarifarios. Comprendiendo ese proceso a través de una metodología que incorporó tanto análisis documental como entrevistas a interlocutores clave, se concluye que las mediciones realizadas ofrecen muchas incertidumbres que la alejan de la precisión ideal y que podrían planificarse buscando cuadros tarifarios más complejos, como aquellos que incorporan precios de la energía en horas pico y valle.

Palabras clave: tarifas de electricidad, medición de electricidad, consumo de electricidad.

INTRODUCCIÓN

Desde el año 2020 que el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Salta (ENRESP) asumió la compra de medidores inteligentes para la energía eléctrica. Esas primeras adquisiciones se constituyeron como el puntapié inicial para emprender una primera experiencia en Salta en la aplicación de ese tipo de tecnologías a sistemas de medición acerca del uso y consumo de energía por parte de usuarios finales residenciales.

Luego, a partir de la Res. 40/2021 (Secretaría de Energía del Gobierno de la Nación Argentina, 2021) el organismo público provincial se resolvió a guarirse definitivamente de una dotación significativa de medidores inteligentes que le permitiera planificar mediciones domiciliarias. Tal resolución de la Secretaría de Energía de la Nación, dada a conocer el 22 de enero de 2021 -probablemente el primer instrumento público en el que se habló de clasificar a los usuarios a partir de sus “características socioeconómicas”-, creaba un régimen para regularizar las deudas de las distribuidoras con CAMMESA y las otras compañías del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista).

Dado el monto de aquellas deudas, se creó un régimen para que aquellos pasivos se convirtiesen en obligaciones de inversión para las empresas distribuidoras. Esas obligaciones debían motorizarse a través de créditos de las distribuidoras para las provincias y comunidades. En Salta en particular tales créditos recayeron en las arcas del ENRESP, tal cual apuntó en una entrevista semiestructurada un funcionario de alto rango del organismo regulador. La Res. 40/2021 de la Secretaría de Energía de la Nación planteaba tres líneas para esos créditos:

- i. Beneficios a usuarios del servicio público de electricidad;
- ii. Aplicación a la cancelación de deudas contraídas con CAMMESA;
- iii. Inversión en obras de infraestructura, eficiencia energética o incorporación de tecnología en el servicio que permitan la mejora de la calidad del mismo en determinados puntos de la red de distribución, o la ampliación de dicha red. (Res. Sec. de Energía de la Nación 40/2021, artículo 4).

En Salta, el ENRESP resolvió derivar esos créditos en la primera línea, admitiendo la licuación y financiamiento para deudas de usuarios finales de la energía eléctrica, y la tercera línea, en particular dentro de la “incorporación de tecnología”. En esta segunda línea es que se invirtió en dos tipos de medidores inteligentes de energía eléctrica (transducen tensión -en voltios- y corriente -en amperes-) sobre los que luego se expondrá con mayor detalle. Para que quede claro: los medidores inteligentes consideran los fenómenos físicos del diferencial de potencia y la intensidad de la corriente, datos que se añaden al ya medido —para la tarificación— del consumo de energía en kWh.

Dichos medidores inteligentes se emplearon para encarar el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) de la energía eléctrica que se inició a principios de 2022 y que ameritó el tiempo mínimo de medición para una muestra temporalmente no sólo exacta sino también precisa: un año completo, abarcando todos los meses y todas las estaciones climáticas. El sistema de medición comprendió la instalación en distintos puntos de la provincia de 1905 medidores, monofásicos y trifásicos, de marca “Inhemeter”, todos con manejo de datos de modo remoto y prestaciones que todavía no se han utilizado, como programaciones prepago y pospago para regular el flujo de energía.

En este trabajo se presenta una breve fundamentación sobre el contexto en el que se inscribió esta medición de energía eléctrica en Salta y algunas problematizaciones necesarias para abordar el asunto en su justa complejidad: de modo multidimensional y multidisciplinariamente. Se emprende esa labor descriptiva y analítica persiguiendo los objetivos de escudriñar el aprovechamiento que se ha hecho de los medidores inteligentes, evaluar las ventajas y desventajas del sistema de medición empleado, y determinar de qué modo los resultados de ese sistema sirven para determinar cuadros tarifarios del servicio de electricidad en Salta.

En el siguiente apartado, Fundamentación teórica, se presentan aspectos sobresalientes y debates actuales al respecto de los sistemas tecnológicos de energía eléctrica y su relación con la tecnología inteligente y el internet de las cosas. En el pasaje final de esa Fundamentación teórica se retoma el vínculo de ese trasfondo conceptual con el caso de medición inteligente emprendido en Salta. En la Metodología se explicita el enfoque epistemológico y también las técnicas de recolección y análisis de información, adoptando una metodología etnográfica. Los resultados se organizan describiendo el sistema de medición empleado en Salta en sus aspectos técnicos y en sus aspectos socio-políticos. Se reservan las Conclusiones para redondear el artículo de modo propositivo: proyectando usos factibles en el corto plazo para una ciudad como Salta.

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

De un tiempo a esta parte, el problema de los sistemas tecnológicos de la energía eléctrica (Hughes, 1983) ha recobrado importancia. No únicamente porque se las haya asumido como servicios públicos o de interés público (Hessling Herrera et al., 2023), ni siquiera porque se hayan asumido como infraestructuras críticas (Graham, 2009; Pléta et al., 2018). Los sistemas tecnológicos de la energía eléctrica han recobrado importancia por el potencial tecnológico que se avizora a través de los desarrollos en varios rubros, desde comunicacionales y computacionales hasta químicos e ingenieriles. Los desarrollos tecnológicos en general, que van a velocidades cada vez más raudas, han empujado la discusión acerca de sistemas de energía eléctrica a horizontes como las “*smart-grids/redes inteligentes*” (Guicharrouse, 2021).

En rigor, el camino argumental sobre cambios al modelo unidireccional y centralizado de la mayoría de los sistemas tecnológicos de electricidad no se inauguró con el horizonte conceptual abierto por las *smart-grids*. De hecho, la noción de *smart-grids* no es la más reciente propuesta conceptual sobre los sistemas tecnológicos de energía que se avizoran para un futuro próximo. Entre los antecedentes conceptuales de la idea de “redes inteligentes” se encuentra la generación distribuida, la autogeneración, los usuarios-productores de energía, las microrredes y los subsistemas aislados en modo isla (Fang et al., 2012).

En el campo teórico, los conceptos más recientes en torno a los sistemas tecnológicos de energía, aquellos que vinieron luego de que se instalara la idea de redes inteligentes, tienden a converger en la

idea de “energy internet/internet de la energía”, que asume ya no sólo la implementación de tecnología inteligente, de manejo remoto y programado en lenguaje informático, sino además las posibilidades que ofrece “internet de las cosas” -IoT por sus siglas en inglés- (Joseph y Balachandra, 2020). El internet de la energía prefigura sistemas donde se integra tecnología comunicacional y computacional en todas las actividades (generación, transporte y distribución), convirtiendo a los sistemas flexibles y homólogos a la lógica de operatividad de la red internet. De allí que se tomen las nociones de *Energy router*, *Smart transformer* o *Power router*, entre varias otras (Ma et al., 2018). Los sistemas tecnológicos que se proyectan se definen como “flexibles, resilientes, estables y confiables”, destacando que los actuales sistemas son estables y confiables, pero carecen de resiliencia y flexibilidad técnicas.

Las redes inteligentes que involucran internet de la energía proponen sistemas dinámicos con flujos de potencia bidireccionales, comandos remotos y teledirigidos, y operatividad en tiempo real en todos los ramales de la interconexión. Para ello, la ardua tarea de reintegrar actividades desintegradas (generación, transporte y distribución), sólo es posible ampliado el empleo de convertidores de estado sólido, dispositivos con predominancia de carburo de silicio (SiC), fundamental para la protección contra sobretensiones.

Al fin de cuentas, aquello que se presenta como los sistemas tecnológicos del futuro para el campo eléctrico se configura como una madeja hiperconectada. Un sistema complejo de interconexiones simultáneas y de grandísima magnitud de flujos de datos.

Las características preliminares que las redes eléctricas podrían requerir en el futuro son: un sector de Distribución flexible, resiliente, estable y confiable, que permita la interconexión de nuevos actores a distinto nivel y de forma distribuida, y con flujos de potencia bidireccionales; un sector de Transmisión también flexible, que permita la integración de nuevos medios de generación, en corriente continua o alterna, y almacenamiento energético a gran escala; finalmente, un sector de Generación que disminuya el uso de combustibles fósiles. Con lo anterior, es posible prever que la exclusividad en la operación de cada sector en el sistema eléctrico necesariamente tendrá que abrirse a incluir nuevos participantes, tanto desde un punto de vista económico como técnico. (Guicharrouse, 2021, p. 404).

Así, las redes inteligentes que se proyectan deben proponerse flexibles no sólo en términos técnicos, sino también sociales, económicos y políticos. Empezando por asumir la importancia de las experiencias situadas que puedan tomarse como referencia comparable para planificaciones energéticas a gran escala. En ese sentido, cobran relevancia las experiencias de redes inteligentes que ya se desplegaron en algunos lugares de Latinoamérica.

Por sólo citar algunos trabajos, en México, León-Trigo et al. (2019) realizan una estimación del potencial de las *micro-grids* de generación distribuida y de su integración a redes inteligentes alimentadas a través de energía solar fotovoltaica. Concluyen que, en principio, conviene la instalación de micro redes aisladas, con generación a través de fuentes renovables, en lugares de difícil acceso a la red convencional. En Argentina, la experiencia en la ciudad de Gral. San Martín, provincia de Mendoza, ha sido comentada por Mercado et al. (2015) en su fase embrionaria, demostrando la factibilidad teórica de proyectar en un país de la región una *smart-grid* que alcance a 5000 usuarios finales de electricidad, tanto comerciales, como industriales y residenciales. La factibilidad de las redes inteligentes está probada, la estabilidad y confiabilidad están en pleno desarrollo y el advenimiento de estos sistemas con internet de la energía será inevitable más temprano que tarde.

En ese marco, la medición inteligente se presenta como una fase exploratoria, parte de los estudios preliminares para planificar postrimeras redes inteligentes. Más aún cuando se trata de mediciones recortadas por una muestra reducida sobre el universo total de consumidores finales de la energía. En el caso del sistema de medición que se toma para este artículo, se trató de 1905 transductores instalados en usuarios finales de Salta, una jurisdicción donde sólo el mercado concentrado cuenta con 379.881 usuarios (Res. ENRESP 1219/23).

En principio, entonces, ante un sistema de medición a través del recorte de una muestra, será necesario una ajustada selección para que la muestra sea representativa, aunque en cifras relativas sea una muestra insignificante (0,5% del universo total para el caso de análisis de este artículo). Una muestra tan pequeña tiene que ser celosamente diagramada en términos cualitativos para abarcar la diversidad de usuarios tal cual se presentan en el universo censal completo de los usuarios finales de una red eléctrica. Asimismo, esa muestra debe contemplar la estacionalidad y las temperaturas promedio de cada lugar, las que, al variar, hacen elásticos también los niveles de demanda de energía.

Los sistemas de medición, sin embargo, deben ir ampliándose al salir de fases exploratorias y entrar en etapas de planificación de redes inteligentes. Las mediciones del universo total de usuarios finales de la electricidad será la única manera de proyectar en el futuro redes inteligentes con internet de la energía y modelos dinámicos, con flexibilidad, resiliencia, estabilidad y funcionamiento fiable.

METODOLOGÍA

Este trabajo adopta un enfoque cualitativo. No debe confundirse el hecho de que se analizan mediciones y errores posibles en esos sistemas de medición -por lo tanto, datos cuantitativos y planteos de lógica deductiva- con el enfoque epistemológico de este artículo. Se toman datos cuantitativos, pero el enfoque epistemológico es cualitativo. Esta monografía tiene una mirada inductiva y hermenéutica sobre los procesos de conocimiento, aunque no niega en absoluto el valor de incorporar en el análisis elementos cuantitativos y deductivos.

De igual manera conviene aclarar que el enfoque cualitativo de la metodología no implica resignarse a que el valor de esta monografía sólo se reduzca a objetivos de comprensión. Además de comprender y analizar la política de medición y su empleo en la RTI, este trabajo persigue el propósito de servir como insumo para ajustar futuras regulaciones y evaluaciones de la calidad del servicio eléctrico.

Así, la metodología se inscribe dentro de lo que la investigadora argentina Rosana Guber (2012; 2013) ha definido como “articulación etnográfica”. Esa metodología ensambla tres dimensiones de investigación: el trabajo de campo -donde son relevantes las técnicas de recolección y sistematización de información-, la reflexividad -donde son relevantes las técnicas de análisis de información- y la textualización -en este caso, la presentación de esta versión final del texto monográfico-.

En referencia a las técnicas de recolección y sistematización de información hay que señalar principalmente los repositorios digitales de normativa oficial, los sitios web de la compañía fabricante de los medidores inteligentes y las publicaciones periodísticas sobre el tema. Cruzando esas tres fuentes de información documental se pudo reconstruir una cronología de cómo se fue planificando, adquiriendo, instalando y poniendo en marcha los medidores inteligentes para usuarios residenciales. Se complementó esa información documental con entrevistas semiestructuradas a interlocutores clave, como el director del ENRESP, otros funcionarios del organismo de control y algunos puestos gerenciales de la compañía distribuidora de la electricidad, EDESA.

Con relación a las técnicas de análisis de la información hay que subrayar que se organizó la labor en dos grandes aspectos. Por una parte, se describieron exhaustivamente los aspectos técnicos de los aparatos inteligentes tanto como del sistema de instalación y medición en general que el ENRESP determinó en coordinación con la Fundación de la Universidad Nacional de San Juan y expertos del Instituto de Energía Eléctrica (IEE). Por otra parte, se consideraron los datos difundidos de la RTI, tanto a través de la documentación oficial de las regulaciones como por los testimonios recogidos en entrevistas semiestructuradas.

RESULTADOS

Tal como se ha anticipado, a partir de la información recogida y analizada, los resultados del trabajo de análisis y evaluación pueden sintetizarse en dos grandes áreas. Por una parte, aquellas cuestiones que hacen a la dimensión técnica, dentro de la cual se consideran aspectos de los instrumentos de medición específicos y del sistema que se planificó para realizar la medición.

La segunda área cubre los aspectos socio-políticos de la política de medición y RTI de la energía eléctrica, donde intervienen actores estatales como el ENRESP, asesores externos especializados, como los expertos del IEE, actores privados como la empresa EDESA-ESED y los desarrolladores de medidores inteligentes, y actores gubernamentales, como la Secretaría de Energía de la Nación.

Sin embargo, antes de adentrarse específicamente en cada una de esas áreas de análisis, conviene una breve contextualización al respecto de la implementación del sistema de medición inteligente de energía eléctrica que se empleó en usuarios residenciales de Salta durante 2022-2023.

Contextualización

El servicio de electricidad en la provincia de Salta se inscribe dentro del régimen establecido en 1992 mediante la Ley Nacional 24.065: la distribución de energía es provincial y el poder de control y fiscalización está en manos del ente provincial, conocido como Ente Regulador de los Servicios Públicos (ENRESP). Por determinación del gobierno provincial en 1996, el esquema de distribución de electricidad está concesionado a dos empresas privadas: EDESA (para el mercado concentrado) y ESED (para los mercados dispersos). EDESA y ESED pertenecen a un mismo holding de capitales, la firma DASA.

Por razones técnicas, puesto que en el país hay un único sistema interconectado de transporte y distribución de energía conocido como SADI (Sistema Argentino de Interconexión), la distribución de electricidad resulta, en términos económicos, un “monopolio natural” con demanda cautiva e inelástica. El control y la fiscalización, con poder de policía y facultades hasta para multar y también administrar subsidios, recae en el ENRESP que se creó igualmente en 1996 mediante la misma ley que concesionaba el monopolio de la distribución de electricidad a EDESA-ESED. Dicha concesión se estableció por un plazo de 50 años, escalonado en tres etapas (20 años-15-15), a través de las cuales se somete a evaluación la calidad del servicio y las condiciones del contrato sólo 2 veces en medio siglo.

Para evaluar la calidad del servicio ofrecido por EDESA-ESED se toman en cuenta, fundamentalmente, dos indicadores configurados a nivel nacional, por lo que en otros países incluso dentro de la propia Sudamérica, no hay estándares establecidos que se acepten de modo unánime sobre cómo implementarlos. Pese a ello, los dos indicadores que se emplean en Argentina son también utilizados en otros países de la región, como Colombia y Chile, y están considerados como los más relevantes a nivel internacional. Se trata de los indicadores SAIDI y el SAIFI.

El SAIDI mide la duración total de las “incidencias” durante un determinado período (suma total del tiempo de cortes o suspensiones del servicio), mientras que le SAIFI calcula la frecuencia con las que se presentaron “incidencias” (cada cuánto hubo cortes o suspensiones del servicio).

Como parte de los estudios ampliatorios para esa evaluación de calidad y comportamiento, el ENRESP asumió desde 2020 la adquisición de medidores inteligentes marca “Inhemeter”, mono y trifásicos, con prestaciones orientadas a la medición directa e indirecta de tensión y corriente eléctricas.

Ya en 2022, con la instalación de 1905 medidores inteligentes en domicilios de usuarios residenciales de la energía eléctrica de toda la provincia, el ENRESP propuso que esas estimaciones se considerasen dentro de la Revisión Tarifaria Integral (RTI). La RTI se hace obligatoriamente cada 5 años y está pautada por el mismo marco legislativo que se referenció párrafos arriba.

Para operar los medidores y tabular, sistematizar y depurar los datos, el ENRESP contrató a la Fundación de la Universidad de San Juan, específicamente a expertos del IEE del CONICET. Los resultados del proceso íntegro de RTI, donde se incluyen como un elemento más las mediciones de los medidores inteligentes Inhemeter, se conocieron en una audiencia pública no vinculante que se realizó en agosto del año pasado. A través de la Res. 1219/23 del ENRESP se informa y da detalles sobre lo expuesto en esa audiencia pública, aunque el informe crudo de la RTI no se encuentra disponible en el sitio web del ente.

El relevamiento tuvo la precaución de cubrir un año entero de mediciones, abarcando así todos los meses y estaciones del año. Se buscó evitar los números sesgados que podrían arrojarse con mediciones situadas exclusivamente en alguna época del año y en algún lugar específico. Los criterios de la muestra censal no fueron suficientemente argumentados en la información transcripta en la Resolución 1219/23, sólo se dejó en claro que la totalidad de los medidores no se instaló en Salta capital, sin especificar con detalle en qué clase de viviendas se colocaron (además de la variación posible por el relieve y clima de una localidad a otra, también hay enormes diferencias entre viviendas de barrios residenciales, privados-cerrados, con soluciones habitacionales de urgencia o barrios de viviendas sociales).

De acuerdo con información suministrada por el director del ENRESP (comunicación personal, julio de 2024), los medidores se distribuyeron en viviendas de “toda la provincia” y sirvieron como primer ensayo en Salta de estas características. Según sus dichos, no hay registros de que se hayan instalado equipos de medición sobre el consumo de electricidad en usuarios residenciales de la provincia de Salta, al menos no a una escala relevante. El funcionario aseguró, entonces, que los resultados plasmados en la última RTI (Res. ENRESP 1219/23) deben ser insumos para corregir aspectos de la política pública sobre el servicio energético, tanto en las condiciones y exigencias de la concesión a EDESA-ESED como así también en las disposiciones regulatorias que impone el ente.

Sobre los aspectos técnicos de la medición

Los medidores que se emplearon son monofásicos y trifásicos. Específicamente, el modelo monofásico integrado es el i210-a0(DDZ1513), que se referencia en la Figura 1. Sus prestaciones son específicas para la medición de energía eléctrica domiciliaria y comercial (usuarios con baja potencia contratada).



Figura 1. Medidor “Inhemeter” i210-a0(DDZ1513).

Este modelo monofásico, como se decía, está diseñado específicamente para mediciones domiciliarias y comerciales de energía eléctrica por lo que, además, añaden la posibilidad de incorporar variables económicas como el comercio de energía (puede incorporar funciones de “pago anticipado” y otras tantas de “postpago”). Permite la gestión y lectura remota de los datos y tiene un diseño modular.

Por otra parte, se utilizaron además medidores trifásicos con sistema prepago integrado. El modelo específico es el i300-b0(DTZ1513), tal como se grafica en la Figura 2. Por sus prestaciones técnicas, este medidor también puede ser empleado para usuarios que demandan mayor potencia, algunos incluso de escala industrial.



Figura 2. Medidor inteligente Inhemeter i300-b0(DTZ1513).

Se trata de transductor multifunción de conexión directa, que cuenta con un módulo de comunicación integrado. También se usa para el cálculo de energía eléctrica. Al igual que el medidor monofásico, éste también puede incorporar aplicaciones de prepago y pospago, aunque se distingue porque amplía su rango de prestaciones en cuanto a puertos o vías para la transmisión de datos.

En lo que respecta al sistema con que se planificó la medición, conforme a lo expresado en la Res. ENRESP 1219/23 y algunas manifestaciones de interlocutores clave, puede asegurarse que se instalaron 1905 medidores, aunque no hay especificidad sobre cuántos fueron de los monofásicos y cuántos de los trifásicos. No se aplicaron a pequeñas industrias ni a usuarios comerciales de baja potencia contratada. Se distribuyeron en la capital provincial y en el interior, aunque no se dejaron claros los criterios técnicos (ambientales, climáticos y de cualquier índole) que orientaron la selección de viviendas que constituyeron la muestra. Además, el sistema se diseñó tomando como espectro de medición un año entero, de tal manera de que se contemplen todas las estaciones climáticas.

Sobre los aspectos socio-políticos de la medición

La RTI se completó, precisamente, cuando se cumplió un año de mediciones con los instrumentos inteligentes, dirigidos exclusivamente a medir la energía eléctrica (tensión y corriente). Esos datos se comenzaron a sistematizar durante el primer semestre de 2023, ya que el mes de corte fue junio, y durante julio de ese mismo año se redondeó la información arrojada por las mediciones.

Durante las primeras semanas de agosto del mismo año se convocó una audiencia pública no vinculante para tratar los resultados de la RTI y prefigurar los cuadros tarifarios, en principio, para los próximos cinco años (tal cual lo que propone la normativa vigente).

El proceso de audiencia pública empieza con la convocatoria, a partir de lo cual se abre un plazo para consultar los documentos técnicos que sedimentan esa instancia, en este caso puntual, la RTI de la que participaron como asesores externos los expertos del IEE de la Universidad Nacional de San Juan. Transcurrido ese plazo para consultar los documentos e inscribirse como partícipes oradores de la audiencia, se fija la fecha exacta. El hecho de que la audiencia tenga carácter “no vinculante” quiere decir que nada de lo que allí se diga o manifieste tiene efectos de obligación ni para el ENRESP ni para las compañías de distribución EDESA-ESED. Es una instancia de mera consulta.

Tras la consustanciación de la audiencia pública no vinculante -que tuvo lugar con una modalidad sincrónica e híbrida-, el ENRESP transcribió tal instancia en la mencionada Res. 1219/23 que se publicó el 31 de agosto del 2023.

La RTI y sus resultados, entonces, han sido expuestos en esa Audiencia Pública y parcialmente quedan reflejados en la mencionada resolución. Sin embargo, en la página oficial del ente ni en el Boletín Oficial de la Provincia se encuentra ese documento íntegro, con todas las precisiones técnicas que se recogieron con el sistema de medición a través de los instrumentos inteligentes que se han comentado en el apartado anterior.

CONCLUSIONES

Como ha quedado claro a lo largo de este trabajo, el proceso de medición emprendido para la RTI del año pasado con medidores inteligentes de energía eléctrica ha estado plagado de incertezas que tanto reducen la precisión como incrementan el margen de error. Los datos que se exponen en la RTI son exactos y rigurosos, mas no precisos.

Por sólo mencionar algunos de los indicios que permiten esa conclusión habría que subrayar el hecho de que la muestra no ha sido comunicada de modo diáfano y que, de acuerdo a los comentarios testimoniales, para crear el recorte de domicilios medidos no se tomaron en cuenta criterios climáticos, térmicos ni mucho menos socio-económicos al respecto de las viviendas y su acceso y uso de electricidad. Tampoco hay pruebas fehacientes de que los medidores hayan sido instalados en toda la provincia, como afirmaron los interlocutores claves que formaron parte de la planificación del sistema de medición.

Para una próxima medición con una cantidad similar de medidores totales sobre el universo completo de usuarios finales de la energía eléctrica, convendrían planificaciones estadísticas trabajadas con mayor detalle para que la muestra pueda servir como proyección inferencial, representativa de todo ese universo. Salta es una provincia con diversidad climatológica, diversidad en el acceso a servicios de energía domiciliario y diversidad de usos domiciliarios de la energía. Como ha revelado la Encuestas Nacional de Gastos de Hogares (INDEC, 2022), la región del NOA es donde menos personas hacen un pleno goce del “derecho a la energía” (Hessling Herrera, 2023, Hessling Herrera et al. 2023). Esto último visto particularmente en la falta de acceso a electrodomésticos para usos domiciliarios de la energía tales como cocinar, climatizar o almacenar alimentos, en los altos valores de las facturas de luz y gas, en los precios de los combustibles líquidos y en las fuentes de energía para esos usos domiciliarios básicos.

Tomando en cuenta exclusivamente las prestaciones de los instrumentos empleados hay que decir que los Inhemeter monofásicos y trifásicos tienen funciones que no se han aprovechado para argumentar decisiones en la RTI. En ese mismo sentido, la posibilidad de establecer prepagos y pospagos para regular a través de los medidores los flujos de energía se constituye como un terreno a explorar si se desacopla la tarifa por kWh en franjas horarias, como podrían ser las horas-pico y horas-valle que se utilizan en otros países —por ejemplo— en varias regiones de España.

Con las referencias de una medición mejor planificada como muestra estadística, los 1905 medidores podrían arrojar indicios sobre las mencionadas franjas horarias, aquellas con mayor demanda y aquellas con menor demanda. Sin embargo, para que se pudiese montar un sistema de facturación homólogo al de algunas regiones de España habría que dotarse de muchos más medidores: los usuarios finales de la distribución oscilan los 400 mil en Salta. Ello representaría una ingente erogación estatal, aunque representaría un certero cambio de paradigma en el modelo de tarificación de la electricidad en Argentina.

Asimismo, las prestaciones de los medidores Inhemeter podrían aprovecharse en campañas de concientización sobre el uso racional de la energía, un aspecto cultural que va en sintonía con los afanes de eficiencia energética. Ello resulta de vital importancia si se adoptan como ciertos los principios de la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, entre los que se encuentra el afán por una energía limpia, asequible y segura.

Para finalizar habría que subrayar que las mediciones como insumos de políticas públicas, tal el caso analizado en esta monografía, encierran una serie de elementos coyunturales y contingentes, propios de la dinámica social, que vuelven necesariamente menos precisas las mediciones. Admitir eso no implica resignarse a que las mediciones se plaguen de errores evitables o tergiversaciones elucubradas para manipular la información. Al contrario, en la honestidad intelectual para diseñar, implementar y evaluar sistemas de medición de este tipo radica la posibilidad de proyectar políticas de estado que sobrevivan los avatares en los gobiernos de turno.

Como primer paso para un proyecto de redes inteligentes con internet de la energía, las mediciones inteligentes de la RTI son suficientes. Sin embargo, si se pretende empezar una pronta planificación

hacia sistemas energéticos más eficientes y modernos, habrá que mejorar las mediciones, apresurar las planificaciones e imponer a las empresas del sector inversiones en tecnología de punta para propiciar sistemas no sólo fiables y estables, sino también flexibles y resilientes.

REFERENCIAS

- Fang, X., Misra, S., Xue, G. y Yang, D. (2012). Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey. En IEEE Communications Surveys & Tutorials, vol. 14, no. 4, pp. 944-980.
- Graham, S. (2009). *Disrupted cities: when infrastructures fails*. Routledges, Nueva York y Londres.
- Guber, R. (2012). *La etnografía. Método, campo y reflexividad*. Siglo XXI Editores, Buenos Aires.
- Guber, R. (2013). *La articulación etnográfica: descubrimiento y trabajo de campo en la investigación de Esther Hermitte*. Editorial Biblos, Buenos Aires.
- Guicharrousse, P. (2021). Las redes eléctricas del futuro. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 29, N°3, pp. 402-405.
- Hessling Herrera, F.D. (2023). *Genealogía de la pobreza energética y del derecho a la energía: Racionalidad del cálculo, epígrama “desarrollo” y derechos humanos*. Revista De Ciencias Sociales, 36(52), 157-173. <https://doi.org/10.26489/rvs.v36i52.7>
- Hessling Herrera, F.D.; Garrido, S.M. y Gonza, C.N. (2023). Derecho a la energía desde los derechos humanos: transición profunda hacia viviendas adecuadas, un ambiente sano y modos de vida dignos. *Letras Verdes*, N°34, pp.48-65. ISSN 1390-6631. <https://doi.org/10.17141/letrasverdes.34.2023.5904>
- Hughes, T. (1983). *Networks of powers. Electrification in western society, 1880-1930*. John Hopkins University Press, Londres.
- INDEC (2022). *Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares 2017-2018. Uso hogareño de la energía*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Nacional de Estadística y Censos. Libro digital. [Enlace](#).
- Joseph, A. y Balachandra, P. (2020). Smart grid to energy internet: a systematic review of transitioning electricity systems. En *IEEE Access*, vol. 8.
- León-Trigo, L.I., Méndez-Patiño, A., Reyes-Archundia, E., Chávez-Campos, G.M. y Gutiérrez-Gnechi, J.A. (2019). Smart Grids en México: situación actual, retos y propuesta de implementación. *Ingeniería, investigación y tecnología*, vol. XX (núm. 2), pp. 1-12.
- Ley Nacional sobre el Régimen de Energía Eléctrica en Argentina N°24.065 (1992). Disponible en: <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=464>
- Ma, Y. Liu, H., Zhou, X. y Gao, Z. (2018) "An Overview on Energy Router Toward Energy Internet,". *IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*, Changchun, China, pp. 259-263.
- Mercado, G., Peña, J. M. D., Stasi, R., López, G., Burlot, A., Vivone, G. C., Arena, A. P. (2015). SG-SM - Smart Grid San Martin: Red de Distribución y Generación de Energía Inteligente en Ciudad Gral. San Martin – Mendoza. Documento de conferencia en UNLP. Disponible en SEDICI (repositorio UNLP): https://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/45305/Documento_completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Pléta, T.; Karasov, S. y Jakstas, T. (2018). The means to secure critical energy infrastructure in the context of hybrid warfare: The case of Ukraine, en *Journal of Security and Sustainability Issues*, vol. 7, N° 3. [http://doi.org/10.9770/jssi.2018.7.3\(16\)](http://doi.org/10.9770/jssi.2018.7.3(16))
- Secretaría de Energía del Gobierno de la Nación Argentina. Resolución N°40/2021. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-40-2021-346395/texto> [consulta: 15 de octubre de 2024]

SMART ELECTRICITY METERS FOR RESIDENTIAL USERS: TOWARDS A PERSONALIZED REGIME OF USAGE, CONSUMPTION AND TARIFFS

ABSTRACT: The aim of this paper is to analyze the use of smart meters in residential users in the province of Salta as an element to prefigure tariff schemes. Given that these instruments were used within a metering system for a Comprehensive Tariff Review process, their results were a postliminary argument for the elaboration of new tariff charts. Understanding this process through a methodology

that incorporated both documentary analysis and interviews to key interlocutors, it is concluded that the measurements made offer many uncertainties that move them away from the ideal precision and that more complex tariff charts could be planned, such as those that incorporate energy prices in peak and off-peak hours.

Keywords: electricity bills, electricity measurement, electricity consumption