

PANORAMA **ELÉCTRICO** 2024



Presentación

La Revista Panorama Eléctrico, es un espacio de comunicación que divulga temas relevantes del Sector Eléctrico, información relacionada con la gestión de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, además de las principales cifras del Sector Eléctrico, complementando así las publicaciones anuales de la Estadística y Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

En esta edición se abordan los siguientes temas:



Avances regulatorios en electromovilidad: beneficios tarifarios para carga de vehículos eléctricos en el hogar



Aprovechamiento de factores de coincidencia para determinar la demanda máxima coincidente de vehículos eléctricos.



Respuesta a la demanda frente al déficit de generación de energía eléctrica en el Ecuador.



Proyecto Hidroeléctrico San Jacinto: Energía renovable y compromiso comunitario en el corazón del Ecuador.



Lanzamiento de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023.

Las cifras incluidas se encuentran actualizadas a febrero de 2024, abarcan indicadores, e información de infraestructura, demanda y balance nacional de energía.

Estimado lector, estamos comprometidos con brindarle contenido de valor para su gestión y entendimiento del sector eléctrico.

CAPÍTULO

01

Avances regulatorios en electromovilidad:

beneficios tarifarios para carga de vehículos eléctricos en el hogar

.....	1
1.1 Introducción	2
1.2 Metodología	2
1.2.1 Cálculo de la planilla del SPEE	4
1.2.1.1 Consumo residencial	4
1.2.1.2 Consumo por carga de VE	4
1.2.2 Planteamiento de casos de estudio	5
1.2.2.1 Hábitos de carga y tarifas asociadas	5
1.2.2.2 Escenarios planteados	5
1.3 Resultados de consumo, facturación de energía residencial y de vehículos eléctricos	7
1.3.1 Consumo Residencial	7
1.3.2 Caso A	7
1.3.2.1 Comparativa de costos con combustibles tradicionales	9
1.3.3 Caso B	10
1.3.3.1 Comparativa de costos con combustibles tradicionales	11
1.3.4 Análisis anual de las tecnologías de movilidad	12
1.4 Conclusiones y Recomendaciones	14
1.4.1 Conclusiones	14
1.4.2 Recomendaciones	15
1.5 Bibliografía	16
1.6 Autores	16

CAPÍTULO

02

Aprovechamiento de Factores de Coincidencia

para Determinar la Demanda Máxima Coincidente de Vehículos Eléctricos

.....	17
2.1 Introducción	19
2.2 Metodología	21
2.2.1 Curvas de Carga	21
2.2.2 Factores de Coincidencia	21
2.2.3 Cálculo de la demanda máxima coincidente	22
2.2.4 Demanda máxima coincidente	23

2.2.5	Cálculo de pérdidas en la demanda máxima y la capacidad del transformador de distribución	25
2.3	Resultados	25
2.3.1	Cálculo de la demanda máxima coincidente	26
2.4	Conclusiones	30
2.5	Trabajos futuros	31
2.6	Referencias	32
2.7	Biografías	33

CAPÍTULO 03 Respuesta a la Demanda frente al Déficit de Generación de Energía Eléctrica en el Ecuador.

.....	34
3.1 ¿Cuánta electricidad tenemos y cuánta necesitamos?	35
3.2 La generación de energía eléctrica en el Ecuador.....	36
3.3 Desafíos en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT)	37
3.4 Eficiencia en los sistemas de distribución	37
3.5 Demanda de Energía y perspectiva futuras	37
3.6 El potencial de las Energías Renovables	37
3.7 Gestión de la Demanda de Energía Eléctrica en Ecuador, un sector con potencial	38
3.8 Metodología Innovadora para el Pronóstico de la Demanda en Grandes Consumidores	39
3.9 Desafíos en la Gestión de la Demanda de Energía Eléctrica	39
3.10 La Revolución de los Datos en la Gestión de la Demanda	39
3.11 Adquisición, estructura y análisis de la información.....	39
3.12 NILMTK código abierto para la supervisión no intrusiva de la carga	40
3.13 Adquisición de la información	41
3.14 Perfiles de consumo del uso final de la energía en la industria	45
3.15 Desagregación del Perfil de Carga en Grandes Consumidores – Aplicación a la Industria	46
3.16 Análisis de los resultados	47
3.17 Evaluación y validación de los algoritmos de ML para desagregación	48
3.18 Conclusiones	49
3.19 Referencias	50
3.20 Autor	50

CAPÍTULO

04

Proyecto Hidroeléctrico San Jacinto:

Energía Renovable y Compromiso Comunitario en el Corazón de Ecuador

.....	51
4.1 Antecedentes	52
4.2 Desarrollo de los estudios	53
4.3 Estudios de Campo	54
4.4 Estudios de Gabinete	56
4.5 Un proyecto con participación ciudadana y consulta previa	59
4.6 Del proceso de participación ciudadana a consulta ambiental	61
4.7 Beneficios del proyecto	62
4.8 Autores	63

CAPÍTULO

05

Lanzamiento de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023

.....	64
-------	----

CAPÍTULO

06

Cifras del sector eléctrico ecuatoriano

.....	70
6.1 Cifras principales del sector eléctrico – febrero 2024	71
6.2 Potencia, producción de energía, consumos, facturación	72
6.3 Demanda de Energía en el Sistema Nacional Interconectado	73
6.4 Cifras de generación	74
6.5 Cifras de transmisión	76
6.6 Cifras de Distribución	77
6.7 Autores	79

Contenido de Tablas

Tabla Nro. 1	Hábitos de carga y cargos tarifarios considerados para el cálculo	5
Tabla Nro. 2	Información técnica de los vehículos	6
Tabla Nro. 3	Energía para transporte en los escenarios planteados	6
Tabla Nro. 4	Detalle del cálculo del consumo residencial por 200 kWh	7
Tabla Nro. 5	Costos de carga de VE para diferentes hábitos (Recorrido: 2823.5 km/mes)	8
Tabla Nro. 6	Costos de carga de VE para diferentes hábitos (Recorrido: 1411.8 km/ mes)	10
Tabla Nro. 7	Importancia del factor de coincidencia	29
Tabla Nro. 8	Error porcentual entre el perfil de carga en la industria y la suma de la desagregación de los procesos del modelo CO-median 15 min	48

Contenido de Figuras

Figura Nro. 1	Cargos tarifarios para usuarios de vehículos eléctricos en bajo voltaje con demanda horaria diferenciada	2
Figura Nro. 2	Comparativa en costos para el Caso A, a) electricidad, b) energía empleada en la movilización	9
Figura Nro. 3	Comparativa en costos para el Caso B, a) electricidad, b) energía empleada en la movilización	11
Figura Nro. 4	Comportamiento anual del cliente	12
Figura Nro. 5	Comparativa en costos anuales para el Caso A, a) electricidad, b) energía empleada en la movilización	13
Figura Nro. 6	Comparativa en costos anuales para el Caso B, a) electricidad, b) energía empleada en la movilización	13
Figura Nro. 7	Curva de la Demanda máxima diversificada para varios VEs – días laborables	21
Figura Nro. 8	Curva de la Demanda máxima diversificada para varios VEs – fines de semana...	22
Figura Nro. 9	Factores de coincidencia para varios VEs – entre semana y fin de semana.....	23
Figura Nro. 10	Curva de carga del estrato de consumo A	26
Figura Nro. 11	Curva de carga de vehículos eléctricos	26
Figura Nro. 12	Ampliación de la Figura Nro. 9	27
Figura Nro. 13	Ampliación de la Figura Nro. 11	27
Figura Nro. 14	IEA, reducción de los costos de la generación de las energías renovables no convencionales	38
Figura Nro. 15	Metodología para la adquisición y estructuración de la información	40
Figura Nro. 16	Diagrama Unifilar de las mediciones realizadas en la industria	41
Figura Nro. 17	Preevaluación de la flexibilidad a la respuesta de la demanda	42
Figura Nro. 18	Perfiles de carga de distintas industrias del sector	43
Figura Nro. 19	Resultados en porcentaje de la preevaluación a la respuesta de la demanda de las industrias del sector	44
Figura Nro. 20	Perfiles de consumo del uso final de la energía, en los procesos de la industria cerámica	45
Figura Nro. 21	Diagrama de la desagregación del perfil de carga entre el punto de entrega y los procesos de la industria	46
Figura Nro. 22	Metodología propuesta para la desagregación del perfil de carga de la industria	47
Figura Nro. 23	Suma de la desagregación de los procesos del modelo CO median 15 min de la industria de la cerámica	48

Avances regulatorios en electromovilidad:

beneficios tarifarios para carga de vehículos
eléctricos en el hogar

CAPÍTULO

01

Agencia de Regulación y Control de Energía
y Recursos Naturales No Renovables

PANORAMA
ELÉCTRICO
2024



01

Avances regulatorios en electromovilidad:

beneficios tarifarios para carga de vehículos eléctricos en el hogar

Nohelia Cruz

Profesional
Dirección de Estudios e Información
del Sector Eléctrico
ARCERNNR

Iván Sánchez

Director
Dirección de Estudios e Información
del Sector Eléctrico
ARCERNNR

1.1 Introducción

Según datos obtenidos de la Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador (AEADE), durante el periodo 2019-2023 se vendieron 2.782 [1] vehículos eléctricos (VE) en el país, con datos actualizados a diciembre 2023. Sin embargo, de acuerdo con información de la Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), se revela que solo 598 [2] consumidores, representando el 21% con respecto a las ventas nacionales, están aprovechando los beneficios tarifarios establecidos para vehículos eléctricos en el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Desde el 2015, el pliego tarifario establece que los consumidores sujetos a la categoría general, en bajo voltaje, que dispongan de vehículo eléctrico deberán instalar un medidor con registrador de demanda horaria independiente que permita identificar la demanda de potencia y los consumos de energía en los periodos de demanda punta, media y base. Esta tarifa se aplica para la facturación mensual del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE) por la demanda de potencia y por el consumo de energía eléctrica, exclusivamente, del vehículo eléctrico.

Para la aplicación de esta tarifa, los propietarios de VE tendrán un régimen de carga liviana o de carga lenta; en las condiciones de demanda de potencia y de consumo de energía eléctrica, recomendadas para el nivel de bajo voltaje; esto es, de hasta 10 kW.

La estructura y nivel tarifario de esta tarifa incluye:

a.

Un cargo fijo por comercialización en USD/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.



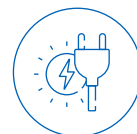
b.

Un cargo por demanda en USD/kW-mes, que aplica para cada kW de demanda mensual facturable como mínimo de pago, también independiente del consumo de energía, multiplicado por un factor de gestión de la demanda (FGDVE).



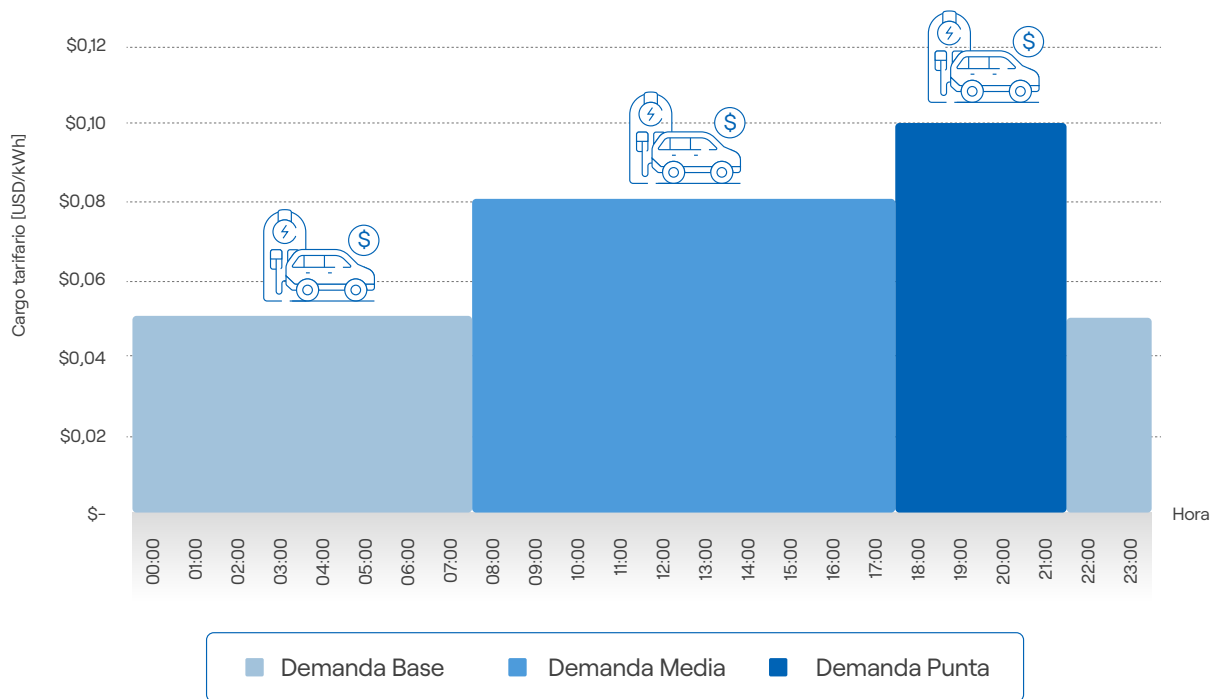
c.

Cargos por consumo de energía, divididos en tres periodos: de punta (18:00 a 22:00 horas todos los días), media (08:00 a 18:00 horas de lunes a viernes), y de base (22:00 a 08:00 horas todos los días, incluyendo fines de semana de 08:00 a 18:00 horas). Estos cargos varían siendo el de punta el más alto, seguido por el de media con un 80% del cargo de punta, y el de base y fines de semana con un 50% del cargo de punta.



Este esquema tarifario ofrece un incentivo para los consumidores que opten por cargar sus vehículos con potencias menores a 10 kW durante las horas de madrugada, aprovechando así cargos tarifarios reducidos que resultan en un ahorro, como se ilustra en el Gráfico 1. Es importante mencionar que esta tarifa es única a nivel nacional.

Figura Nro. 1: Cargos tarifarios para usuarios de vehículos eléctricos en bajo voltaje con demanda horaria diferenciada.



Con base en los datos históricos de la Empresa Eléctrica Quito, sobre el comportamiento de carga de los VE, se identificó dos hábitos predominantes entre los usuarios: el primero prioriza la carga en horas de la noche y madrugada, y el segundo lo realiza en horas de la mañana y tarde. La elección del horario de carga influye directamente en el valor final de la factura eléctrica. El presente artículo tiene como objetivo evidenciar, mediante la formulación de escenarios, los beneficios económicos que los usuarios pueden obtener al solicitar un medidor dedicado para la carga del vehículo eléctrico en el hogar.

1.2 Metodología

Para este artículo, se seleccionó a la Empresa Eléctrica Quito por su alta participación de usuarios con tarifa para carga de vehículos eléctricos **(34.11% del total nacional)**. El objetivo es comparar la facturación del consumo de energía eléctrica para la carga de VE como parte del consumo de la residencia y de forma independiente, esto es, en aplicación de la Tarifa Residencial y de la Tarifa con demanda horaria para VE, respectivamente.

¹ **Hábitos de carga:** Se refiere a la rutina o patrón que un usuario de VE sigue para cargar el vehículo de manera regular. Esto incluye factores como la frecuencia de carga, el momento del día en que se realiza la carga, la duración y la tarifa que se desee aplicar.

1.2.1 Cálculo de la planilla del SPEE

1.2.1.1 Consumo residencial

El cálculo de la factura para consumo residencial incluye varios componentes:



Facturación de energía: se calcula multiplicando la energía consumida durante el mes (kWh) por los cargos incrementales por energía (USD/kWh) establecido en el pliego tarifario, en función de cada rango de consumo; y, el cargo por comercialización, establecido en el pliego tarifario.



Alumbrado público general: lo determina la empresa de distribución y cubre los costos del alumbrado público en las áreas de prestación de servicio.



Subsidio cruzado solidario: establecido en el pliego tarifario y corresponde al mecanismo a través del cual los consumidores residenciales de bajos consumos son subsidiados por los restantes usuarios residenciales de la distribuidora.



Rubros de terceros:

- **Tributo para la tasa de recolección de basura del Municipio de Quito:** establecido en el Código Municipal para el Distrito Metropolitano de Quito (DMQ).
- **Tributo para el cuerpo de bomberos del cantón Quito** (definido en el Código Municipal para el Distrito Metropolitano de Quito).

1.2.1.2 Consumo por carga de VE

El cálculo de la factura para el consumo de la carga de VE considera:



01

Valor por demanda:
se paga según la máxima potencia requerida en kW y el factor de gestión de la demanda FGDVE.

02

Valor por comercialización:
tarifa fija por el servicio de distribución.

03

Valor por energía con demanda horaria diferenciada:
facturación de la energía en función del horario de consumo.

1.2.2 Planteamiento de casos de estudio

Se analizan dos escenarios de consumo para evaluar el impacto económico de cargar un vehículo eléctrico en el hogar. En ambos casos, se parte de un consumo residencial promedio de 300 kWh mensuales, excluyendo el consumo del VE. Los escenarios planteados son los siguientes:



Un consumo adicional por la carga del VE de **480 kWh mensuales.**



Un consumo adicional por la carga del VE de **240 kWh mensuales.**

1.2.2.1 Hábitos de carga y cargos tarifarios asociados

Para comprender como los distintos horarios de carga afectan la facturación, se consideran tres hábitos de carga, detallados en la Tabla 1, con cargos tarifarios diferenciados según el periodo del día, conforme la estructura y nivel tarifario descrito en el Pliego Tarifario vigente.

Tabla Nro. 1: Hábitos de carga y cargos tarifarios considerados para el cálculo

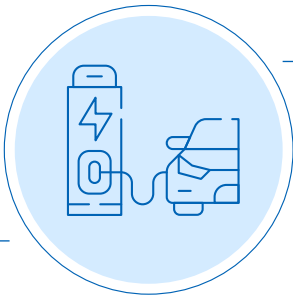
Horario de carga	Cargo tarifario			Uso de tiempo para la carga de VE		
	Demanda USD/kW-mes	Energía USD/kWh	Comercialización USD/consumidor	Hábito 1	Hábito 2	Hábito 3
L-V 08h00 – 18h00	4,05	0,08	1,414	0%	30%	0%
L-D 18h00 – 22h00		0,10		30%	0%	0%
L-D 22h00 – 08h00		0,05		70%	70%	100%
S-D 08h00 – 18h00						

Fuente: Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica Año 2024, ARCERNNR 2023.
Elaborado: Dirección de Estudios e información del Sector Eléctrico (DEISE), CTRCE – ARCERNNR

1.2.2.2 Escenarios planteados

Para complementar el análisis de impacto económico en la carga de vehículos eléctricos en el hogar, se han definido dos escenarios de consumo basados en el kilometraje mensual:

Caso A: un recorrido mensual de 2823.5 km



Caso B: un recorrido mensual de 1411.8 km.

En ambos casos, se comparará el costo de cargar el VE utilizando un medidor dedicado exclusivamente para este propósito, frente al uso del medidor residencial ya existente.

Además, para proporcionar un análisis más completo, se incluirá una comparación con un vehículo de combustión interna de similares características (dimensiones, peso, tipo de carrocería y capacidad de pasajeros) que utiliza como combustible gasolina súper o extra. Las características técnicas de los vehículos analizados se detallan en la Tabla Nro. 2.

Tabla Nro. 2: Información técnica de los vehículos

		Vehículo de combustión interna	Vehículo eléctrico
Parámetro	Unidad		
Autonomía del VE	km	-	412
Tamaño de la batería	kWh	-	70
Relación	kWh/km	-	0,17
Capacidad del tanque	gal	10	-
Rendimiento	gal/km	40	-
Autonomía del vehículo CI	km	400	-

Con los datos de los vehículos se establece el consumo de energía, ya sea proveniente de combustibles fósiles o de electricidad, tal como se muestra en la Tabla Nro. 3.

Tabla Nro. 3: Energía para transporte en los escenarios planteados

		Recorrido mensual	
Tipo de energía empleada	Unidad	2.823,5 km	1.411,8 km
Consumo de gasolina	gal	70,59	35,29
Consumo de energía eléctrica	kWh	480	240

Para el análisis, los precios de los combustibles, de acuerdo con [3] el precio de la gasolina súper es de \$ 3.89 y de la gasolina extra es \$ 2.40.

1.3 Resultados de consumo, facturación de energía residencial y de vehículos eléctricos

1.3.1 Consumo Residencial

Basado en el pliego tarifario vigente y las tasas aplicables en el DMQ, el detalle del consumo de energía activa para un consumo de 300 kWh mensuales se muestra en la Tabla Nro. 04

Tabla Nro. 4: Detalle del cálculo del consumo residencial por 300 kWh

Descripción	Medida (kWh)	Monto (USD)
Energía activa total	300	-
Valor consumo	-	\$26,95
Comercialización	-	\$1,41
Subsidio cruzado	-	\$2,70
Subtotal Servicio Eléctrico	-	\$31,06
SAPG	-	\$2,33
Subtotal	-	\$33,39
Bomberos	-	\$2,30
Basura	-	\$7,99
Total		\$43,68

1.3.2 Caso A

En la Tabla Nro. 5, se analizan los costos asociados con diferentes hábitos de carga para un vehículo eléctrico que recorre 2.823,5 km por mes, destacando las ventajas de cargar en horarios de menor demanda, además ofrece datos relevantes sobre el rendimiento de vehículos eléctricos y de combustión interna.

Tabla Nro. 5: Costos de carga de VE para diferentes hábitos (Recorrido: 2.823,5 km/mes)

Descripción	Hábito 1		Hábito 2		Hábito 3	
	Medida (kWh)	Monto (USD)	Medida (kWh)	Monto (USD)	Medida (kWh)	Monto (USD)
Energía act. hor. A (08h00 – 18h00)	-	-	145,00	\$11,60	-	-
Energía act. hor. B (18h00 – 22h00)	145,00	\$14,50	0,00	-	0,00	-
Energía act. hor. C (22h00 – 08h00)	335,00	\$16,75	335,00	\$16,75	480,00	\$24,00
Energía act. hor. D (S y D 08h00 – 18h00)	-	-	-	-	-	-
Demanda facturable	6,93	\$16,84	6,93	\$16,84	6,93	\$16,84
Valor consumo	\$31,25		\$28,35		\$24,00	
Valor demanda	\$16,84		\$16,84		\$16,84	
Comercialización	\$1,41		\$1,41		\$1,41	
Total	\$49,50		\$46,60		\$42,25	
Costo planilla residencial (300 kWh – mes)	\$43,68					
Total consumo residencia + VE (medidores independientes)	\$93,18		\$90,28		\$85,93	
Total consumo residencia + VE (mismo medidor)	\$132,45					
Consumo de energía	480 kWh					
Rendimiento del vehículo eléctrico	0,17 kWh/km					
Distancia recorrida al mes	2.823,53 km					
Rendimiento de un vehículo de combustión interna	40 km/gal					
Galones de combustible	70,59 gal					
Costo por gasolina Súper	\$274,60 USD					
Costo por gasolina Extra	\$169,42 USD					

Elaborado: Dirección de Estudios e información del Sector Eléctrico (DEISE), CTRCE – ARCERNNR

Los resultados muestran que **cargar durante las horas de madrugada reduce considerablemente los costos, en comparación con otras franjas horarias**. Este ahorro se contrasta también con el costo más elevado que implicaría cargar el vehículo eléctrico en el mismo medidor residencial sin diferenciar el horario.

1.3.2.1 Comparativa de costos con combustibles tradicionales

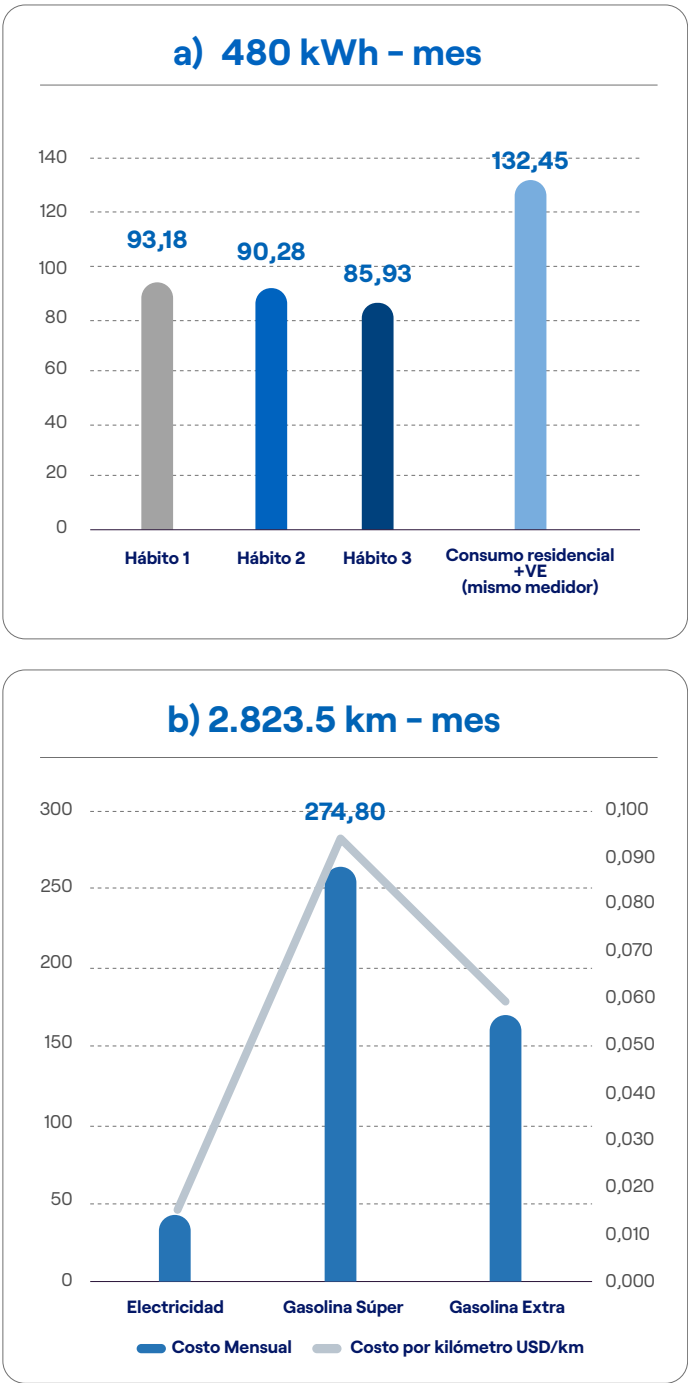
Integrando los datos de la tabla con la comparativa de costos de combustibles tradicionales, **podemos deducir que la movilidad eléctrica ofrece una alternativa más económica y sostenible en comparación con los vehículos que utilizan gasolina súper y extra**. El costo de la gasolina súper se registra en \$ 274.6, mientras que el de la gasolina extra es de \$ 169.42

El análisis demuestra que, incluso considerando las variaciones en las tarifas eléctricas por horario, **elegir un vehículo eléctrico y cargarlo estratégicamente (Hábito 3) puede generar un ahorro significativo de hasta el 84% (\$ 222,46) en comparación con la gasolina súper y un 75% (\$127,17) frente a la gasolina extra**, estos resultados enfatizan la eficiencia y sostenibilidad de la movilidad eléctrica como alternativa a los vehículos de combustión interna.

En la Figura Nro. 2, (a) se muestra la comparativa de costos mensuales promedios asociados con la carga de un VE, que consume 480 kWh. Se evalúan distintos hábitos de consumo, considerando tanto el uso de un medidor dedicado a la carga del vehículo como el empleo de un medidor residencial existente que también atiende otros usos del hogar.

La parte b del gráfico, presenta la comparación de costos para un recorrido mensual de 2823 km utilizando electricidad, gasolina súper y gasolina extra. Adicionalmente, es posible observar que el indicador de costo de energía por kilómetro recorrido, para el caso de electricidad es de \$0.02/km, para la gasolina súper es \$0.10/km y para gasolina extra de \$0.06/km.

Figura Nro. 2: Comparativa en costos para el Caso A, a) electricidad, b) energía empleada en la movilización



Elaborado: Dirección de Estudios e información del Sector Eléctrico (DEISE), CTRCE – ARCERNNR

1.3.3 Caso B

Adicionalmente se analiza el caso en el que el usuario utiliza menos el VE, si por ejemplo recorre 1411.8 km/mes, el consumo de electricidad para la carga del vehículo es de 240 kWh, más el consumo estándar residencial de 300 kWh. Los resultados que se presentan en la Tabla Nro. 6, muestran una tendencia similar a la del Caso A, con un incremento en la factura si se carga el vehículo utilizando el mismo medidor que para la residencia.

Tabla Nro. 6: Costos de carga de VE para diferentes hábitos (Recorrido: 1.411,8 km/ mes)

Descripción	Hábito 1		Hábito 2		Hábito 3	
	Medida (kWh)	Monto (USD)	Medida (kWh)	Monto (USD)	Medida (kWh)	Monto (USD)
Energía act. hor. A (08h00 – 18h00)	-	-	72	\$5,76	-	-
Energía act. hor. B (18h00 – 22h00)	72	\$7,20	-	-	-	-
Energía act. hor. C (22h00 – 08h00)	168	\$8,40	168	\$8,40	240	\$12,00
Energía act. hor. D (Sy D 08h00 – 18h00)	-	-	-	-	-	-
Demanda facturable	6,93	\$16,84	6,93	\$16,84	6,93	\$16,84
Valor consumo	\$15,60		\$14,16		\$12,00	
Valor demanda	\$16,84		\$16,84		\$16,84	
Comercialización	\$1,41		\$1,41		\$1,41	
Total	\$33,85		\$32,41		\$30,25	
Costo planilla residencial (300 kWh – mes)	\$43,68					
Total consumo residencia + VE (medidores independientes)	\$77,63		\$76,09		\$73,93	
Total consumo residencia + VE (mismo medidor)	\$86,92					
Consumo de energía	240 kWh					
Rendimiento del vehículo eléctrico	0,17 kWh/km					
Distancia recorrida al mes	1.411,76 km					
Rendimiento de un vehículo de combustión interna	40 km/gal					
Galones de combustible	35,29 gal					
Costo por gasolina Súper	\$137,28 USD					
Costo por gasolina Extra	\$84,70 USD					

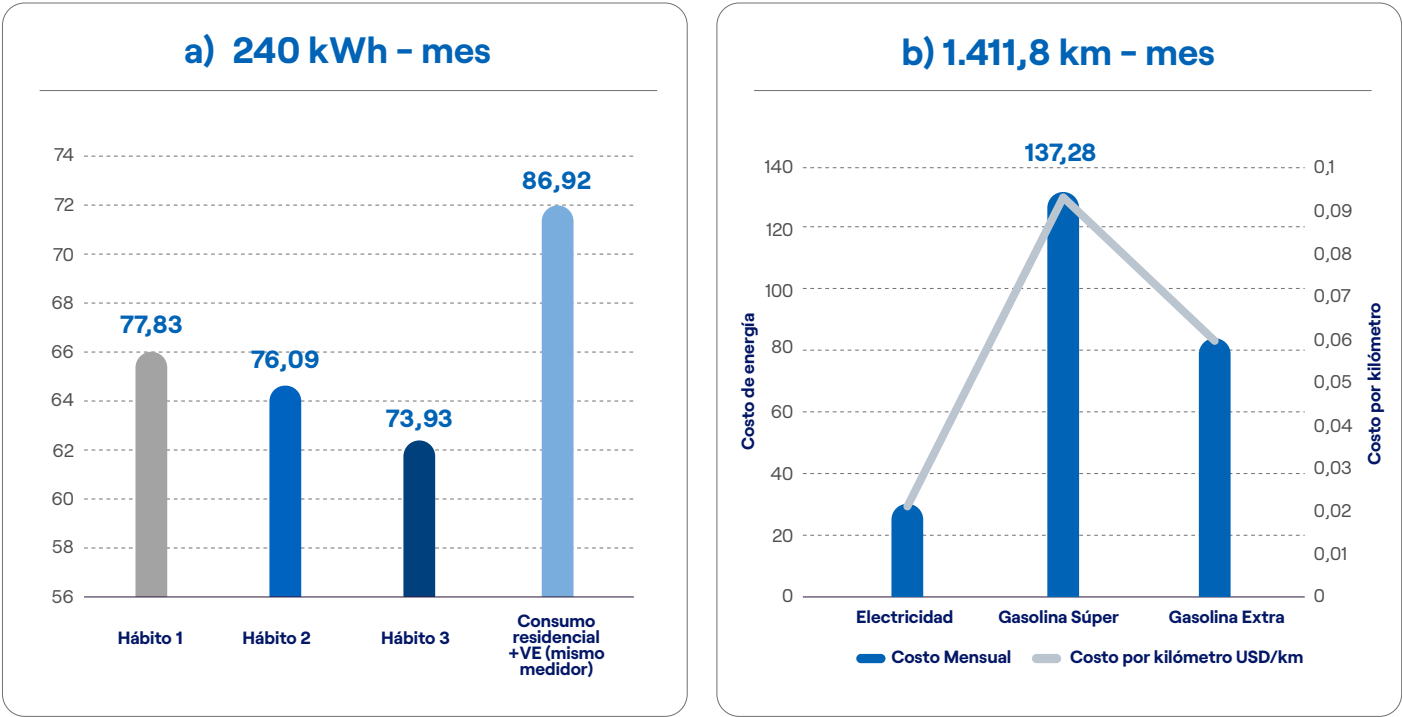
Elaborado: Dirección de Estudios e información del Sector Eléctrico (DEISE), CTRCE – ARCERNNR

1.3.3.1 Comparativa de costos con combustibles tradicionales

La primera parte de la Figura Nro. 3 muestra una comparación de los costos mensuales promedio para cargar un VE que requiere 240 kWh. Analiza los tres hábitos de consumo anteriormente establecidos, considerando el uso de un medidor dedicado a la carga del vehículo frente a la utilización de un medidor residencial común, que también atiende otros usos del hogar.

La parte (b) del gráfico analiza los costos de operación para recorrer 1.411 km mensuales, comparando el costo de utilizar electricidad frente a gasolina para la misma distancia. **Elegir un vehículo eléctrico y realizar la carga de forma estratégica (Hábito 3) puede generar un ahorro significativo de hasta el 78% (\$ 107,03) en comparación con la gasolina súper, y un 64% (\$54,45) comparado con la gasolina extra.**

Figura Nro. 3: Comparativa en costos para el Caso B, a) electricidad, b) energía empleada en la movilización.

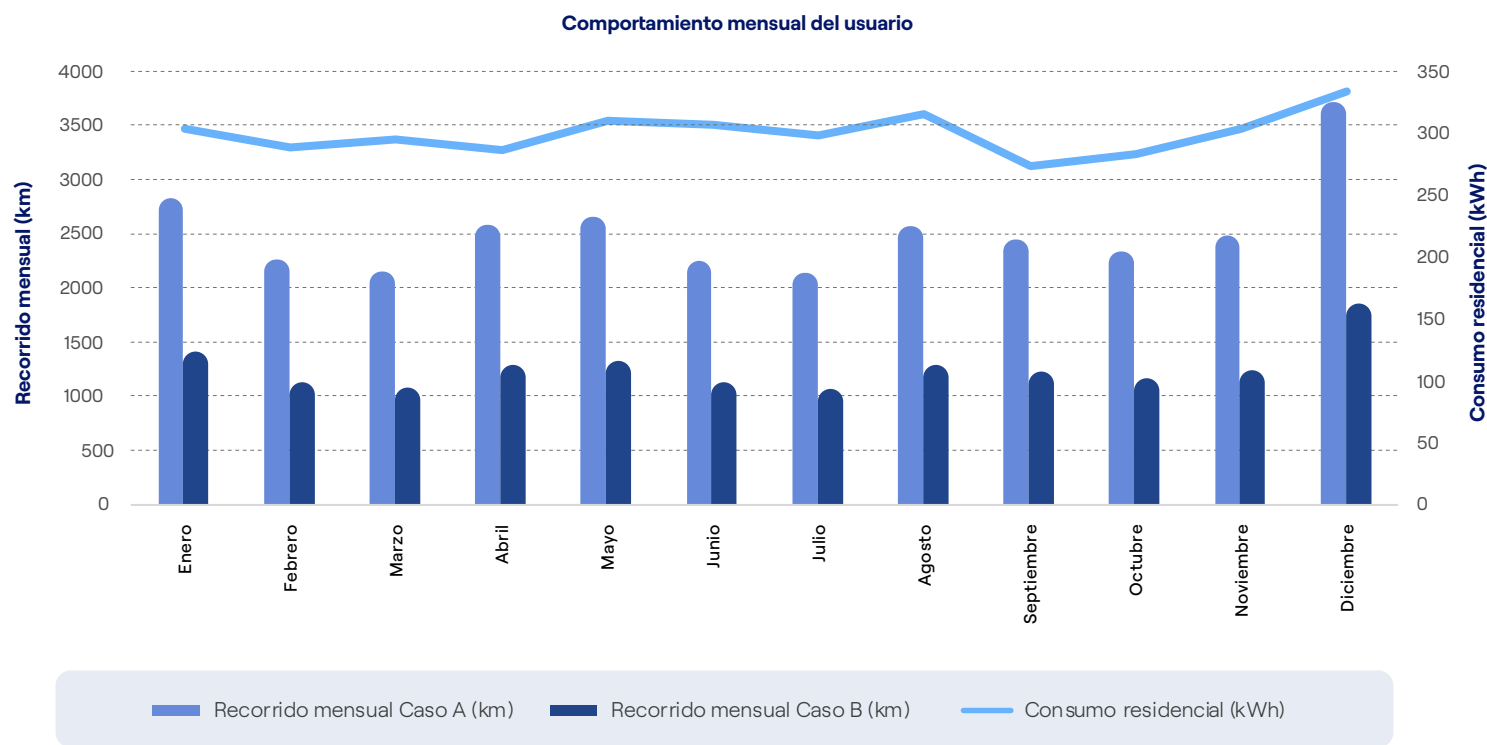


Elaborado: Dirección de Estudios e información del Sector Eléctrico (DEISE), CTRCE – ARCERNNR

1.3.4 Análisis anual de las tecnologías de movilidad

Este análisis busca simular el comportamiento anual de un consumidor para comparar los costos asociados con las distintas tecnologías de movilidad, este comportamiento se ilustra en la Figura Nro. 4.

Figura Nro. 4: Comportamiento anual del cliente

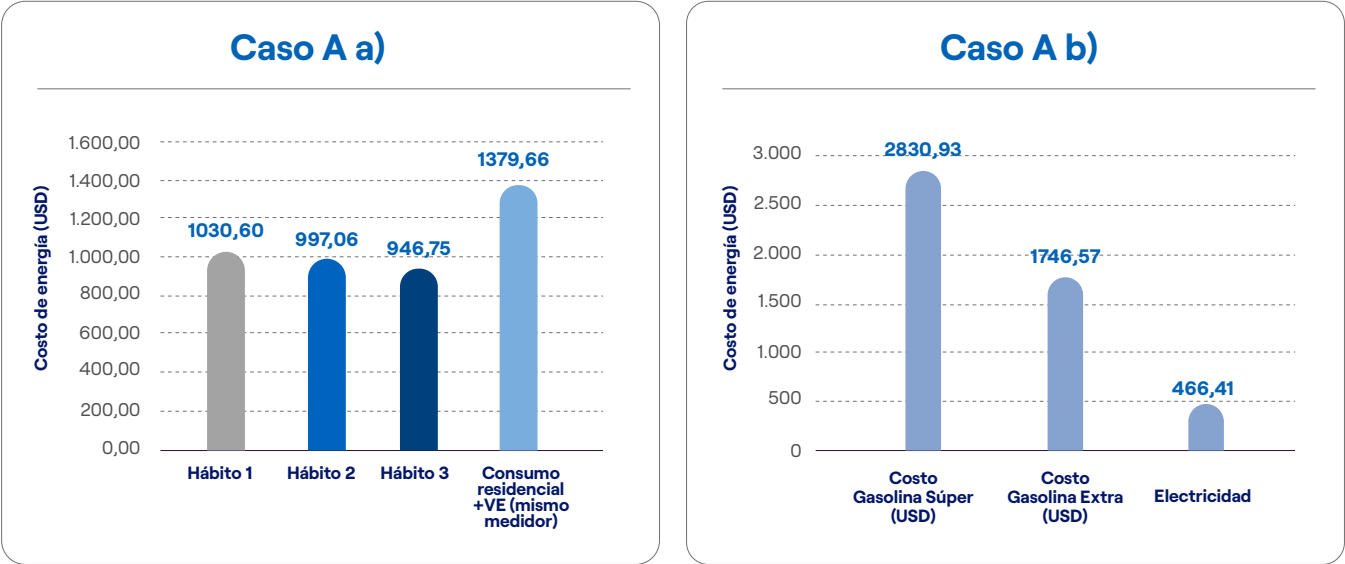


Elaborado: Dirección de Estudios e información del Sector Eléctrico (DEISE), CTRCE – ARCERNNR

Aplicando la metodología descrita en este documento, se evalúa el costo anual empleando las distintas opciones energéticas y se toman en cuenta dos escenarios de distancia recorrida. Los resultados que se detallan en las Figuras Nro. 5 y 6, muestran que cargar el vehículo eléctrico durante las horas de la madrugada, conlleva a un ahorro significativo, ya que, se evidencia que realizar la carga en horas de la madrugada contando con un medidor dedicado (Hábito 3) representa un ahorro del 31% (\$ 432,91) en el Caso A y de 14% (\$131,07) en el Caso B, con respecto a efectuar la carga del VE en el mismo medidor de la residencia.

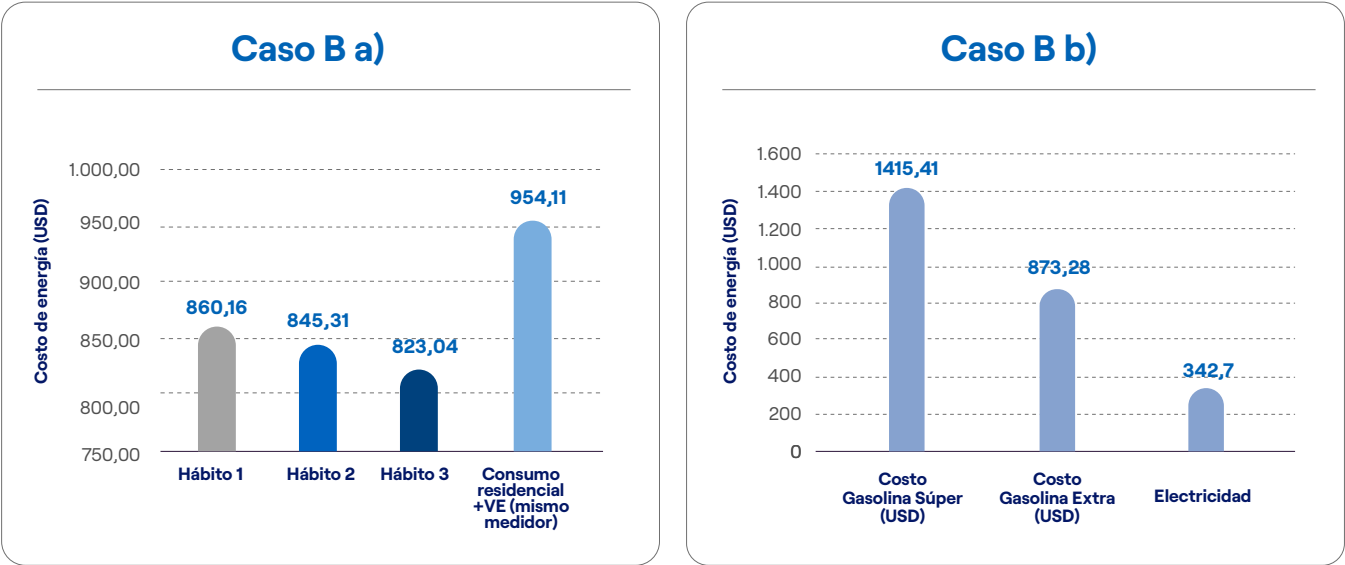
Además, **se observa que el costo asociado a la electricidad para la carga de un VE es considerablemente menor en comparación con el costo de los combustibles fósiles.** En el Caso A, se evidencia un ahorro de 84% (\$ 2.364,52) y 73% (\$1.280,16) con respecto a la gasolinas súper y extra, respectivamente. En el Caso B el ahorro estimado es de 76% (\$ 1.072,71) comparado a la gasolina súper y 61% (\$530,58) con respecto a la gasolina extra.

Figura Nro. 5: Comparativa en costos anuales para el Caso A, a) electricidad, b) energía empleada en la movilización



Elaborado: Dirección de Estudios e información del Sector Eléctrico (DEISE), CTRCE – ARCERNNR

Figura Nro. 6: Comparativa en costos anuales para el Caso B, a) electricidad, b) energía empleada en la movilización



Elaborado: Dirección de Estudios e información del Sector Eléctrico (DEISE), CTRCE – ARCERNNR

1.4 Conclusiones y Recomendaciones

1.4.1 Conclusiones

01

Los cálculos realizados demuestran las ventajas económicas de la energía eléctrica para la movilidad en comparación con combustibles los fósiles, **resaltando el potencial de los vehículos eléctricos como una alternativa más sostenible.**

02

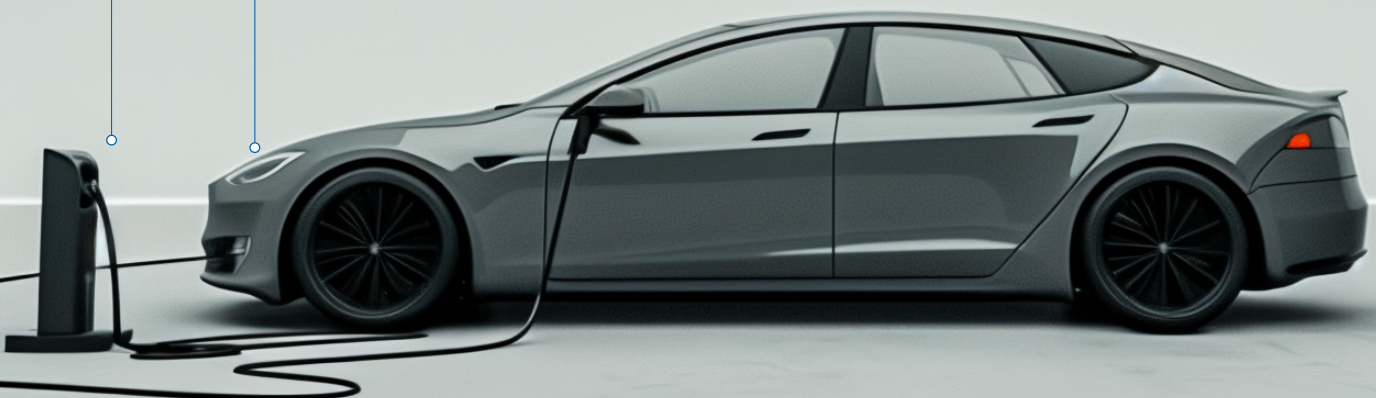
La estructura y nivel tarifario vigente incentiva el uso eficiente de la energía, al ofrecer beneficios económicos a aquellos usuarios que opten por medidores independientes para la carga de sus VE, en lugar de usar la conexión directa con el medidor residencial.

03

El esquema de tarifa por demanda horaria promueve una gestión energética más eficiente, fomentando un consumo responsable y una mayor conciencia sobre el uso eficiente de la electricidad entre los consumidores.

04

Se debe destacar **el desarrollo tecnológico en baterías y sistemas de carga más eficientes que puedan mejorar aún más la viabilidad económica** de los vehículos eléctricos.



1.4.2 Recomendaciones

01

Se recomienda **realizar campañas de socialización sobre los beneficios económicos de instalar medidores independientes** para la carga de vehículos eléctricos.

02

Es importante **establecer alianzas con las empresas automotrices**, de manera que éstas puedan brindar información acerca de este beneficio tarifario, ya que, al tener ubicados los usuarios de VE en las empresas de distribución, se puede mejorar la prospectiva con respecto a la demanda de este tipo de usuarios.

03

Realizar un estudio mediante analítica de datos que permita **identificar a los propietarios de VE que no se benefician de la tarifa para carga en el hogar**. Esto posibilitaría que la empresa eléctrica dirija campañas informativas específicas sobre los incentivos disponibles, fomentando una infraestructura de carga más eficiente y económica para los usuarios residenciales.

04

Los análisis pueden extenderse más allá del costo inmediato de la energía y **considerar el costo total de propiedad de los vehículos eléctricos en comparación con los de combustión interna**, que incluyen mantenimiento, vida útil de la batería, y revalorización del vehículo.

1.5 Bibliografía

[1] Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador (AEADE), «Anuario AEADE 2024». [En línea]. Disponible en: <https://www.aeade.net/wp-content/uploads/2024/03/AEADE-2023.pdf>

[2] ARCERNNR, «Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023». marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/04/EstadisticaAnual2023-WEB-2.pdf>

[3] «Gasolinas Extra y Ecopaís subirán USD 0,06 por galón por alza de IVA desde abril de 2024», Primicias. Accedido: 24 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.primicias.ec/noticias/economia/gasolinas-extra-ecopais-alza-iva/>

1.6 Autores



Nohelia Cruz

Ingeniera Eléctrica

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Iván Sánchez

Magister

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Aprovechamiento de Factores de Coincidencia

para Determinar la Demanda Máxima
Coincidente de Vehículos Eléctricos

CAPÍTULO

02

Agencia de Regulación y Control de Energía
y Recursos Naturales No Renovables

PANORAMA
ELÉCTRICO
2024

02

Aprovechamiento de Factores de Coincidencia

para Determinar la Demanda Máxima Coincidente de Vehículos Eléctricos

Germán Israel Casillas Peña

Student Member

IEEE

Quito, Ecuador

Escuela Politécnica

Universidade de Sao Paulo – Brasil

Resumen

En este artículo se presenta una metodología para determinar la demanda máxima coincidente de vehículos eléctricos (VE), utilizando el factor de coincidencia (Fcoin). Este parámetro, junto con la demanda máxima diversificada de los clientes, permite calcular la capacidad necesaria de los transformadores en el sistema de distribución. Con la creciente integración de VEs en las redes de distribución, esta publicación resalta la importancia de incluir los Fcoin en los análisis de ingeniería. Los resultados muestran un posible sobredimensionamiento del 30% – 40% en la capacidad de los transformadores de distribución si no se consideran los Fcoin, evidenciando la reducción de costos fijos y variables. Este enfoque ofrece beneficios para la planificación, diseño, construcción, mantenimiento y operación; de los sistemas de distribución.

Carlos Mauricio Villacrés Mejía

Candidato a Ingeniero Eléctrico

Escuela Politécnica Nacional

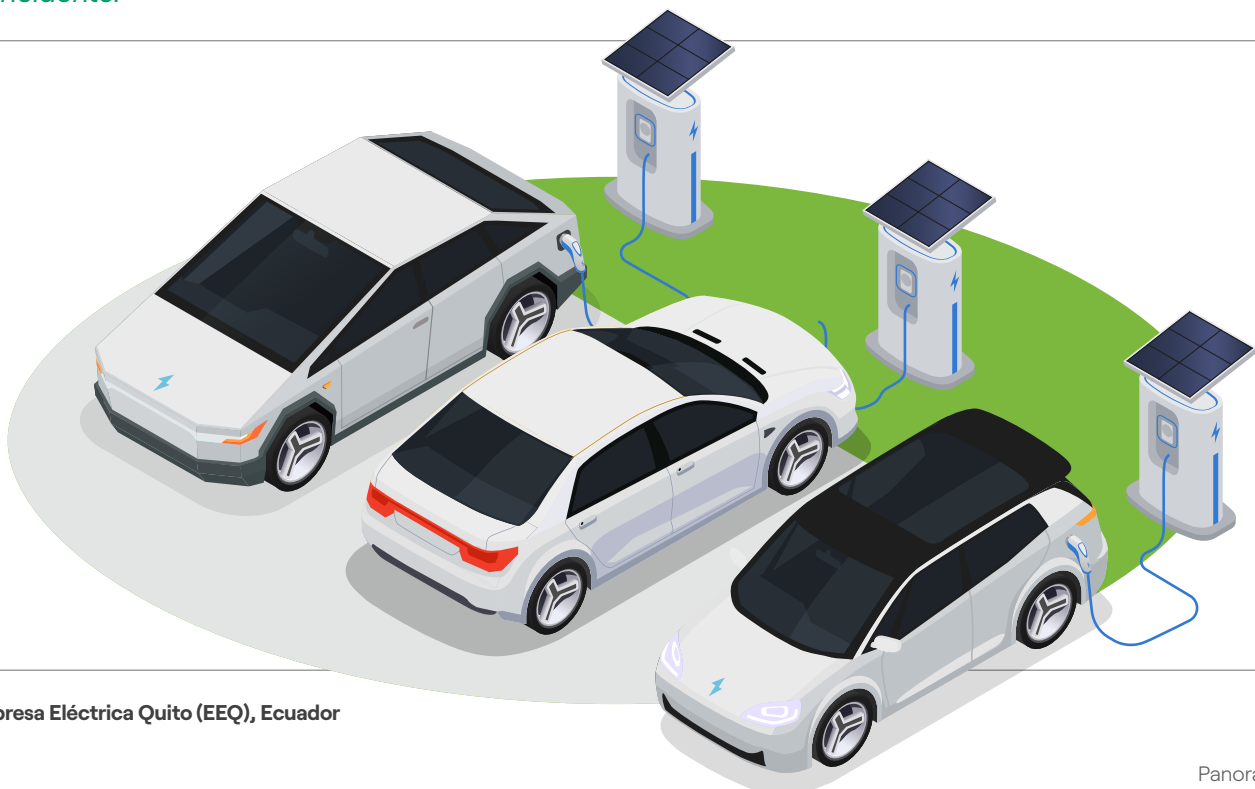
Quito, Ecuador

Mentor Poveda

Member IEEE

Quito, Ecuador

Palabras claves: Factor de coincidencia, Vehículos eléctricos, Sistema de distribución, Demanda máxima coincidente.



2.1 Introducción

La transición hacia una movilidad eléctrica genera cambios significativos en la planificación y en el dimensionamiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica (SD),

con la actual inserción de vehículos eléctricos (VE) que genera nuevos desafíos en la gestión de la demanda y la capacidad en la infraestructura de las redes de distribución. Por lo tanto, comprender y aprovechar eficazmente los factores de coincidencia en el dimensionamiento del SD, se vuelve trascendental para garantizar la eficiencia y confiabilidad del suministro [1].

Un ejemplo ilustrativo de como la adaptación a estos desafíos puede ser gestionado eficazmente, se encuentra en el proyecto My Electric Avenue (MEA) en Reino Unido, que registró 85 mil eventos de carga, con la utilización de 200 vehículos eléctricos y el uso de una batería de 24 kWh. Este Proyecto con una duración de 3 años, ha proporcionado información valiosa sobre los patrones de carga que tienen los vehículos eléctricos y su impacto en las redes de bajo voltaje. Los datos obtenidos con estos análisis muestran que el comportamiento de la carga de los usuarios de VEs, es altamente variable y dinámico, con algunas tendencias como el consumo diario y la variabilidad en los horarios de carga, que depende de los hábitos de consumo de los clientes. Esta dinámica resalta la necesidad de enfoques detallados y especializados para la planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento, del sistema de distribución (SD) [1] [2].

Además, **se ha demostrado que la carga de vehículos eléctricos, puede coincidir con otros picos de demanda en el sistema eléctrico**, lo que enfatiza la importancia de determinar prioritariamente los factores de coincidencia (Fcoin) de esta carga especial que ingresa al SD; este fenómeno presenta tanto desafíos como oportunidades para optimizar el dimensionamiento que tendrá el sistema, minimizando los costos de operación y mantenimiento y garantizando la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico [1].

En este contexto, **aprovechar los Fcoin, se convierte en un aspecto clave en el dimensionamiento del sistema de distribución**, lo que implica no solo comprender los patrones de carga de los vehículos eléctricos, sino también realizar la adecuada consideración entre las cargas especiales, como los VEs, y otros dispositivos y sistemas conectados a la red. Esta optimización precisa de enfoques técnicos especializados y herramientas de simulación de redes de distribución adecuadas, para considerar curvas de periodos de carga, aspectos que garantizan la estabilidad del sistema [1].

Este artículo técnico, contempla los desafíos y oportunidades asociados a los factores de coincidencia, que deben considerarse en el dimensionamiento del sistema de distribución a causa de la creciente inserción de vehículos eléctricos y aprovechamiento de este Factor en las acciones de ingeniería que se realizan dentro del diseño, construcción y mantenimiento de los SDs [1].

En [3], se realizó un estudio en el año 2019, en el cual se determinó que en **la mayoría de países Latinoamericanos, se impulsan incentivos financieros para que los ciudadanos comiencen adquirir VEs**, los países que más incentivos entregaron fueron: Brasil, El Salvador, Honduras y Perú; donde se tenían mayores impuestos para un vehículo de combustión interna (CI) que un VE; por otro lado países como Colombia y Costa Rica, no tenían ningún incentivo financiero para adquirir VEs ese año, lo que dificultó la integración de VEs en estos países.



En Ecuador, la Resolución No. 016-2019 emitida por el Comité de Comercio Exterior (COMEX) **eliminó los aranceles para la importación de VEs, tanto para uso particular como para transporte público**, incluyendo estaciones de carga y baterías. Además, en 2019 todos los países contaban con al menos una estación de carga, Brasil y México lideraban con aproximadamente 130 y 425 estaciones respectivamente, mientras que Guatemala, Panamá, Perú, Argentina y Ecuador, tenían las cifras más bajas, con 1, 1, 1, 3 y 4 estaciones, respectivamente [3].

A pesar de estas barreras, **en el Ecuador se disponen de normativas legales vigentes con relación a los VEs**, como: la Resolución No. ARCONEL-038/15 que trata sobre el “Esquema Tarifario para la introducción de los Vehículos Eléctricos en el Ecuador”, la Regulación Nro. ARCERNNR 003/20, la Ley Orgánica de Competitividad Energética y la Ley de Eficiencia Energética, **en donde se establecen las directrices, lineamientos y condiciones, que permitirán una adecuada inserción de VEs en el país.**

Como resultado de estas políticas, actualmente existen más de 50 estaciones, tanto de carga lenta como rápida, y se ofrecen incentivos para las tarifas de carga en el hogar (diurna y nocturna);

además, los VEs están exentos de la normativa establecida en el Plan de Restricción y Regularización de Circulación Vehicular denominado “Pico y Placa” que rige en la ciudad de Quito, además según la Ley de Eficiencia Energética, para el año 2030 la importación de unidades de transporte público deberá limitarse exclusivamente a VEs. En [5] se menciona el contrato de suministro para proveedores del servicio de carga de energía de los VEs, mientras que en [6] se aborda la implementación, administración, operación y mantenimiento de la infraestructura de carga para estos vehículos.

2.2 Metodología

El objetivo de este trabajo es estimar la demanda máxima coincidente de vehículos eléctricos y analizar su impacto en el dimensionamiento de la demanda en los bornes secundarios de los transformadores de distribución, como se presenta a continuación:

2.2.1 Curvas de Carga

Utilizando los resultados obtenidos del proyecto que se presenta en [7], se analizaron las curvas de carga que representan los patrones de consumo de los VEs durante los días laborables y fines de semana. Estas curvas, incorporan mediciones de potencia activa, reactiva y aparente, así como el factor de potencia, proporcionando una representación real del comportamiento de carga de los VEs [4].

2.2.2 Factores de Coincidencia

El factor de coincidencia cuantifica la probabilidad de que las demandas máximas de diferentes consumidores ocurran simultáneamente, en otras palabras, es la medida de la correlación entre los picos de demanda de electricidad de distintos usuarios en un área determinada y en un período específico de tiempo, el Fcoin es importante en la planificación y el dimensionamiento del sistema eléctrico. Si el factor de coincidencia es alto, la demanda de los consumidores va a coincidir en el tiempo, generando una mayor inversión en la infraestructura del sistema eléctrico, para satisfacer los picos de demanda, pero si Fcoin es bajo, se pueden concluir que se pueden aprovechar de forma más eficiente los recursos existentes en la red [4]. Se identifican los factores que influyen en la coincidencia de la demanda de vehículos eléctricos, como los hábitos de los clientes, la duración y frecuencia de ingreso de estas cargas, y los patrones de consumo durante diferentes períodos, días laborables y los fines de semana. Estos factores, se derivan de investigaciones realizadas en el proyecto My Electric Avenue, que analizó el comportamiento de carga de una amplia muestra de vehículos eléctricos. Los resultados indican que la frecuencia con la que los vehículos se conectan a la red está inversamente relacionada con la Demanda Máxima Individual [4].

Figura Nro. 7: Curva de la Demanda máxima diversificada para varios VEs – días laborables [4]

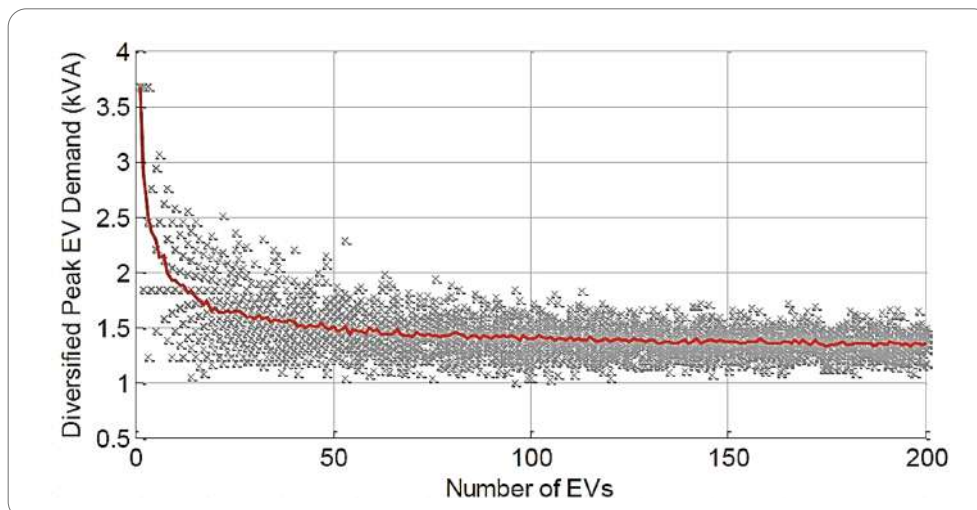
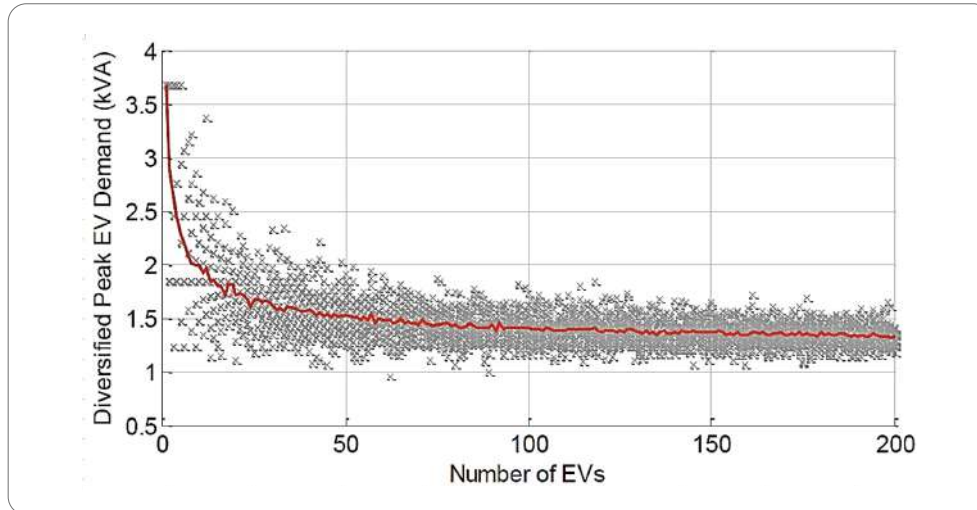


Figura Nro. 8: Curva de la Demanda máxima diversificada para varios VEs – fines de semana [4]

Analizando las Figuras Nros. 7 y 8, **se concluye que, a menor número de VEs, mayor es la demanda máxima coincidente.** En otras palabras, a pesar de que la cantidad de VEs aumenta, la demanda pico promedio no lo hace en la misma medida, debido a que no todos los vehículos están consumiendo su pico de energía al mismo tiempo.

2.2.3 Cálculo de la Demanda Máxima Coincidente

La demanda máxima coincidente ($D_{\text{max_coin}}$) es el punto en el que se registra la demanda de energía más alta, debido a la simultaneidad de uso por parte de varios consumidores durante un periodo de tiempo [4].

La demanda máxima coincidente de VEs, está en función del factor de coincidencia y la demanda máxima individual de los VEs, como se presenta a continuación en la ecuación (1) [8].

$$D_{\text{max_coin_VE}} = f_{\text{coin}} \times \sum_{i=1}^n D_{\text{max_ind_VE}_i} \quad (1)$$

Donde:

$D_{\text{max_coin_VE}}$

Demanda máxima coincidente de los VEs.

f_{coin}

Factor de coincidencia de los VEs relacionados al transformador de distribución.

n

Número de VEs relacionados al transformador de distribución.

Dmax_{ind_VEi}

Demanda máxima individual de los VEs.

2.2.4 Demanda máxima coincidente

Para determinar la demanda máxima coincidente (Dmax_coin) en los bornes secundarios del transformador de distribución, se utiliza la Dmax_coin de los VEs de los usuarios que están abastecidos por el transformador de distribución, mediante la ecuación (2) [8].

$$Dmax_{coin} = Dmax_{coin_usua} + D_{coin_VE_cont} \tag{2}$$

Donde:

Dmax_{coin}

Demanda máxima coincidente en los bornes secundarios del transformador de distribución.

Dmax_{coin_usua}

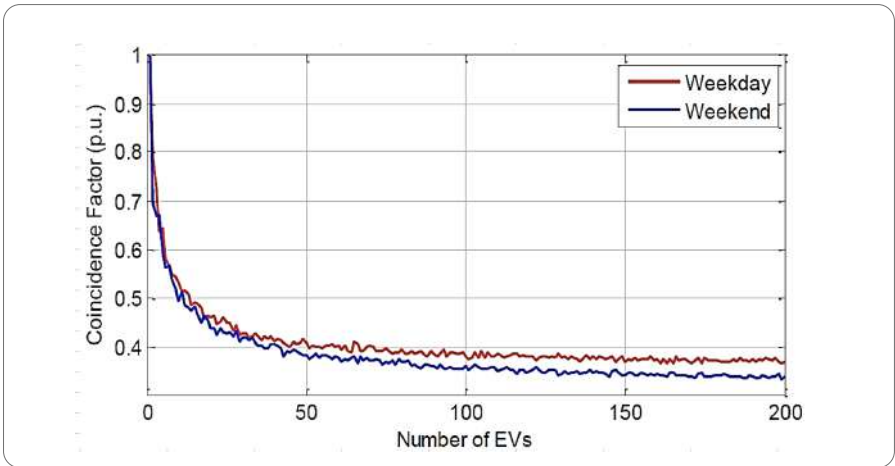
Demanda máxima coincidente de los usuarios abastecidos por el transformador de distribución.

Dmax_{coin_VE_cont}

Demanda máxima coincidente de los VEs alimentados por el transformador de distribución.

Con el análisis realizado, se recomienda utilizar las ecuaciones (1) y (2), en las empresas distribuidoras de energía eléctrica para dimensionar adecuadamente sus redes, así como incluir dentro de los modelos de planificación, la integración de vehículos eléctricos en el sistema. Es importante validar el comportamiento de la carga de los usuarios existentes, esto debido a las particularidades de los hábitos de consumo. Mismos que proporcionan resultados sólidos, que servirán para estimar la demanda máxima coincidente de VEs, en el sistema de distribución, facilitando la planificación y operación eficiente, en la electrificación del transporte [4].

Figura Nro. 9: Factores de coincidencia para varios VEs – entre semana y fin de semana [4]



Comparando la curva del factor de coincidencia para los vehículos eléctricos para días laborables y fin de semana, Figura Nro. 9, se observa que los días laborables son donde se obtiene un mayor factor de coincidencia (0.3 p.u.) con respecto al fin de semana (0.16 p.u.) [4].

Para explicar la naturaleza de las fórmulas, que se utilizan para obtener la demanda máxima coincidente del conjunto (VEs y usuarios), se considera las ecuaciones de la sección A-11.03.- de [8], que contempla la demanda máxima coincidente como demanda máxima diversificada, donde expone dos ecuaciones, que se utilizan dependiendo del estrato de consumo, donde están ubicados los usuarios en el área de servicio de la EEQ, como se presenta en la Tabla 2 de la sección A-11 de [8].

Para los estratos de consumo A, A1 y B se emplea la ecuación (3) [8].

$$\text{DMD} = (\text{FactorM} \times \text{FactorN}) \quad (3)$$

Donde:

DMD

Demanda Máxima Diversificada / Coincidente.

FactorM

Factor en función del factor de coincidencia dependiendo del número de clientes.

FactorN

Factor en función del factor de energía consumida por los clientes por mes.

Para los estratos de consumo C, D y E, se añade un término adicional que corresponde a cargas especiales, en este caso los VEs (4) [8].

$$\text{DMD} = (\text{FactorM} \times \text{FactorN}) + \text{DMD}_{\text{VE}} \quad (4)$$

Donde:

DMD_{VE}

Demanda Máxima Diversificada / Coincidente.

Las Tablas con los valores correspondientes a los Factores M y N, se consideran del Apéndice A-11-B de [8].

2.2.5 Cálculo de pérdidas en la demanda máxima y la capacidad del transformador de distribución

Para las pérdidas en potencia a demanda máxima, se considera el porcentaje del 3,6% de la $D_{\text{max_coin}}$ [8]. La capacidad del transformador (DD), se calcula mediante la suma entre la DMD, $D_{\text{max_coin_VE}}$ y las pérdidas en la demanda máxima, dividido para el factor de potencia, como se muestra en la ecuación (5) [8].

$$DD = \frac{DMD + DMD_{\text{coin_VE}} + D_{\text{PT}}}{FP} \quad (5)$$

Donde:

DD

Capacidad del transformador de distribución.

DMD

Demanda Máxima Coincidente.

$DMD_{\text{coin_VE}}$

Demanda máxima coincidente de los VEs.

D_{PT}

Pérdidas en la demanda máxima.

FP

Factor de Potencia.

Es importante destacar que, considerar la Demanda máxima individual ($D_{\text{max_indVE}}$) en lugar de la $DMD_{\text{coin_VE}}$ que está en función del F_{coin} de los VEs (ver Figura Nro. 3), genera sobredimensionamiento en el sistema de distribución.

2.3 Resultados

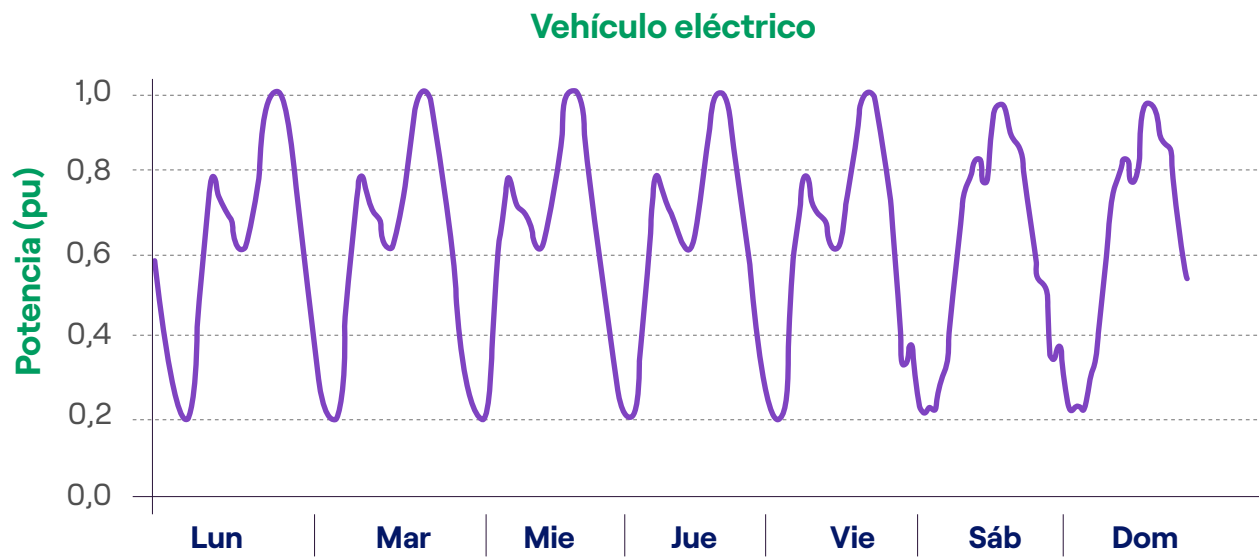
La aplicación de la metodología desarrollada, se realiza calculando la demanda máxima coincidente de VEs y la demanda en el transformador de distribución, se utilizó información de 40 usuarios residenciales del estrato de consumo A (351 – 500 kWh), un factor de potencia de 0.95. De estos, 35 disponen de vehículos eléctricos. Las curvas de carga para el estrato A y para los vehículos eléctricos, utilizadas, se presentan en la Figuras Nros. 10 y 11, respectivamente [9].

Aplicando las ecuaciones (1) y (2), se calcula la demanda máxima coincidente de los VEs ($D_{\text{max_coin_VE}}$) y la demanda máxima coincidente en el transformador de distribución ($D_{\text{max_coin}}$) [8]. Para dimensionar adecuadamente el transformador, se considera la mayor carga durante los días laborables y de fines de semana, utilizando los F_{coin} de la Figura Nro. 9.

Figura Nro. 10: Curva de carga del estrato de consumo A [9].



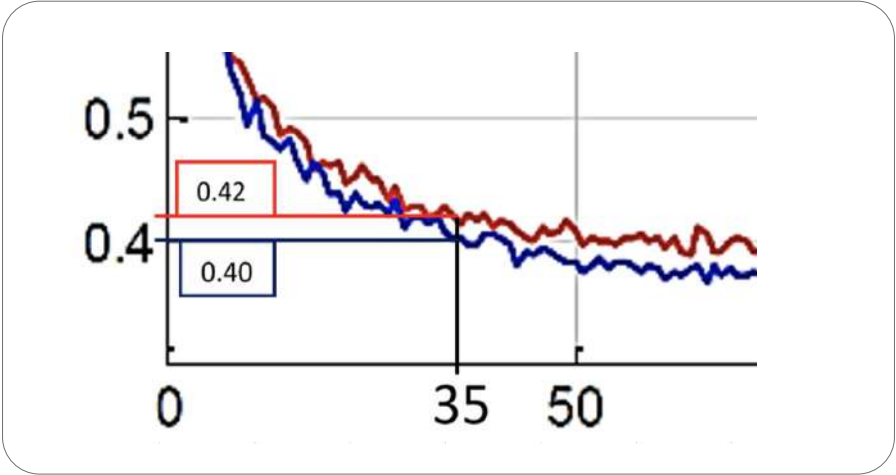
Figura Nro. 11: Curva de carga de vehículos eléctricos [9].



2.3.1 Cálculo de la Demanda Máxima Coincidente

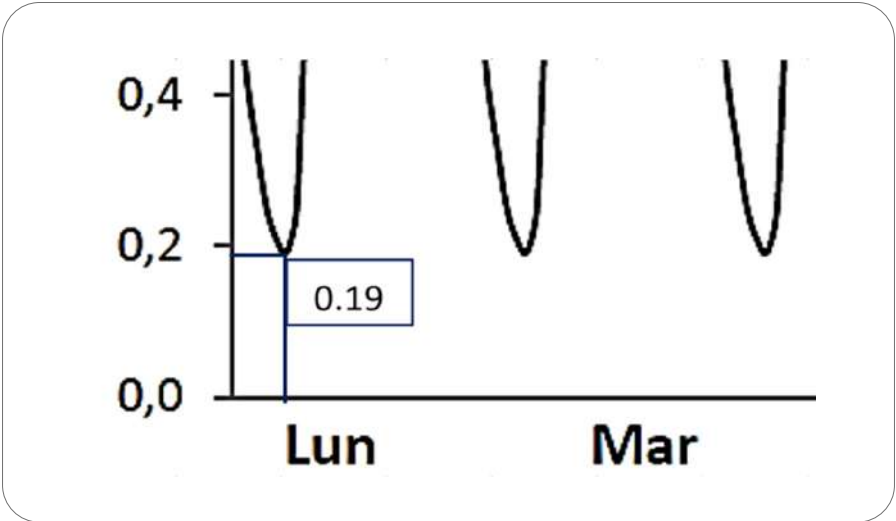
Para obtener la $D_{max_coin_VE}$ se considera la ecuación (1) con una $D_{max_ind_VE_i}$ de 1,95 kW por vehículo, considerando 35 vehículos Dayang Chok , se obtiene un total de 68.25 kW. Aplicando un f_{coin} de 0,42 (ver Fig. 6), la $D_{max_coin_VE}$ resulta ser 28,67 kW.

Figura Nro. 12: Ampliación de la Figura Nro. 9



La D_{max_coin} se calcula partiendo de una $D_{max_}(coin_usua)$ de 75,8 kW, como se indica en la Tabla Nro. 7: Importancia del factor de coincidencia de la sección A-11 de [8]. Para calcular $D_ (coin_VE_cont)$ se utiliza una potencia de 0,19 pu, como se muestra en la Figura Nro. 13, este último dato se lo multiplica por el valor obtenido en la $D_{max_}(coin_VE)$ para calcular la $D_{max_}(coin_VE_cont)$, dando un resultado de 5,45 kW. Sumando este valor a los 75,8 kW de la demanda máxima de los usuarios conectados al transformador, la D_{max_coin} es de 81,25 kW.

Figura Nro. 13: Ampliación de la Figura Nro. 11



² **Batería:** Libre de ácido plomo coloidal, corriente máxima 8V 150 Ah, autonomía 80 a 100 km, potencia nominal del generador 6kW

Las pérdidas se calculan como 2,92 kW ($81,25 \text{ kW} \cdot 0,036$). Utilizando la ecuación (5) se determina la capacidad del transformador de 118,77 kVA. Sin considerar el factor de coincidencia, la capacidad requerida sería mayor, lo que evidencia la importancia de incorporar el F_{coin} , en los cálculos para el dimensionamiento de los transformadores de distribución y del sistema.

2.3.2 Cálculo de la demanda máxima coincidente en el transformador de distribución para los fines de semana

Se aplica el procedimiento anterior con un F_{coin} de 0,4 (ver Figura Nro. 12), obteniendo $D_{\text{max}_{\text{coin_VE}}}$ de 27,3 kW.

La potencia de 0,19 pu, (ver Figura Nro. 13), aplicada sobre $D_{\text{max}}(\text{coin_VE})$ proporciona una $D_{\text{max}}(\text{coin_VE_cont})$ de 5,19 kW. Por lo tanto, la $D_{\text{max_coin}}$ total de 80,99 kW y las pérdidas de 2,91 kW. Así, la capacidad del transformador, considerando el factor de coincidencia, es de 117,05 kVA. En la Tabla Nro. 7, se presenta la comparación de los resultados obtenidos.

2.3.3 Cálculos sin factor de coincidencia en el transformador de distribución para los días laborales y fines de semana

Debido a que no se considera el F_{coin} , los datos para días laborales y fin de semana son los mismos, además se aplica el mismo procedimiento con factor de coincidencia, pero con la diferencia que al momento de calcular $D(\text{coin_VE_cont})$ se contempla la potencia de 0,19 pu de la Figura Nro. 13, y en lugar de considerar la $D_{\text{max}}(\text{coin_VE})$ (28,67 kW para los días laborales y 27,3 kW para los fines de semana), se lo reemplaza por la $D_{\text{max}}(\text{ind_VE}_i)$ (68,25 kW).

Con este cambio se obtiene para la $D_{\text{max}}(\text{coin_VE_cont})$ un valor de 12,97 kW para los días laborales y fines de semana, la $D_{\text{max_coin}}$ total de 88,77 kW y las pérdidas de 3,20 kW. Así, la capacidad del transformador, sin considerar el factor de coincidencia, es de 168,65 kVA. En la Tabla Nro. 7, se presenta la comparación de los resultados obtenidos, con y sin factor de coincidencia.

Tabla Nro. 7: Importancia del factor de coincidencia

Días 	Laborables 		Fin de semana 	
Factor de coincidencia (Fcoin)	Con (Fcoin)	Sin (Fcoin)	Con (Fcoin)	Sin (Fcoin)
Demanda máxima coincidente de los usuarios abastecidos por el transformador de distribución. (Dmax_coin_usua)	75,8 [kW]	75,8 [kW]	75,8 [kW]	75,8 [kW]
Demanda máxima coincidente de los VEs alimentados por el transformador de distribución (Dmax_coin_VE_cont)	5,45 [kW]	12,97 [kW]	5,19 [kW]	12,97 [kW]
Demanda Máxima Coincidente (Dmax_coin)	81,2 [kW]	88,77 [kW]	80,99 [kW]	88,77 [kW]
Pérdidas (D_PT)	2,92 [kW]	3,20 [kW]	2,91 [kW]	3,20 [kW]
Capacidad del transformador (DD)	118,77 [kW]	168,65 [kW]	117,05 [kW]	168,65 [kW]
Transformador a instalar	125 [kW]	175 [kW]	125 [kW]	175 [kW]

En la tabla anterior, se evidencian los resultados obtenidos para dimensionar la capacidad del transformador utilizando la ecuación (5), en función de la DMD, DMD_(coin_VE), D_PT y FP, donde se observa que, la capacidad requerida del transformador para los 40 usuarios, considerando el Fcoin es de 125 kVA, y sin Fcoin es de 175 kVA.

Esta consideración, permite una reducción entre el 30% - 40%, en la inversión inicial requerida, incluyendo los costos fijos (transformador, postes, calibre de conductor) y variables (instalación, operación y mantenimiento).

2.4 Conclusiones

01

Este artículo muestra la importancia del factor de coincidencia para determinar la capacidad necesaria para los transformadores de distribución. La incorporación del Fcoin, reduce la potencia requerida del transformador entre 30% – 40%, lo que conlleva a una reducción significativa en la inversión inicial necesaria para equipos, materiales y herrajes.

02

Se observa que los factores de coincidencia son más altos durante los días laborables que los fines de semana. Este comportamiento debe ser considerado en todas las etapas de la planificación, diseño, construcción y operación, de los sistemas de distribución.

03

La aplicación del factor de coincidencia en el análisis técnico, no solo optimiza los costos fijos y variables, sino que también asegura que la capacidad del transformador sea adecuada. Este enfoque mejora significativamente el dimensionamiento del sistema eléctrico, lo que se traduce en una mayor confiabilidad y estabilidad el sistema, beneficiando tanto a la empresa distribuidora como a los clientes asociados al área de servicio.

04

El uso del factor de coincidencia contribuye a la reducción de pérdidas técnicas, dado que minimiza la potencia instalada necesaria y por ende, reduce las pérdidas en el cobre que dependen de la corriente y las constantes en el núcleo del transformador, ya que el transformador a instalar es de menor capacidad. Este ahorro es fundamental para mejorar los índices de gestión de las empresas distribuidoras, impactando positivamente en la eficiencia general del suministro eléctrico.



2.5 Trabajos Futuros

Es importante motivar proyectos de investigación orientados a determinar factores de coincidencia, que contribuirán en la planificación, diseño, construcción y operación, de los sistemas de distribución.

Dadas las características únicas y el comportamiento de cargas especiales como estaciones de carga y centros de abastecimiento para transporte urbano, es fundamental establecer factores de coincidencia específicos, que permitan un adecuado dimensionamiento de la demanda que los sistemas de distribución deben abastecer.

Para lograr un análisis real, es necesario disponer de curvas de carga que reflejen los patrones de consumo en periodos semanales, mensuales y anuales, de las etapas y subetapas funcionales del sistema de distribución, como de cargas especiales, incluidos vehículos eléctricos. Esto requiere la implementación de proyectos que utilicen telegestión y simulación en software especializados de código abierto, que facilite un mejor monitoreo y la obtención de los parámetros eléctricos del sistema de distribución.

Los proyectos a implementar deben incluir en su alcance la integración de estudios relacionados con los factores de coincidencia, en los procedimientos, instructivos y normas de las empresas de distribución, con el propósito de ser un aporte para el sector y para los ingenieros que trabajan en el ejercicio libre de la profesión.



2.6 Referencias

- [1] Quiros-Tortos J., Ochoa L., Butler T., «How Electric Vehicles and the Grid Work Together: Lessons Learned from One of the Largest Electric Vehicle Trials in the World,» noviembre 2018. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Luisnando-Ochoa-2/publication/328584049_How_Electric_Vehicles_and_the_Grid_Work_Together_Lessons_Learned_from_One_of_the_Largest_Electric_Vehicle_Trials_in_the_World/links/5bd792bc4585150b2b90aeea/How-Electric-Vehicles.
-
- [2] G. Casillas y N. Kagan, «Modelagem da Carga dos Veículos Elétricos em Redes Elétricas Inteligentes,» Veículo Elétrico Latino - Americano, 2016.
-
- [3] Quiros-Tortos J., Gallardo L., Ochoa L., «Electric Vehicles in Latin America: Slowly but Surely Toward a Clean Transport,» Junio 2019. [En línea]. Available: Electric Vehicles in Latin America: Slowly but Surely Toward a Clean Transport.
-
- [4] Quiros-Tortos J., Ochoa L., Lees B., «A statistical analysis of EV charging behavior in the UK,» Octubre 2015. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Luisnando-Ochoa-2/publication/283210919_A_statistical_analysis_of_EV_charging_behavior_in_the_UK/links/562e059708ae22b17034cf60/A-statistical-analysis-of-EV-charging-behavior-in-the-UK.pdf?_tp=eyJlb250ZXh0Ijp7ImZpcnNOU.
-
- [5] ARCERNNR, «RESOLUCIÓN Nro. ARCERNNR-003/2020,» 09 julio 2020. [En línea]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/12/Res-ARCERNNR-003-2020.pdf>.
-
- [6] Noboa D., «REGLAMENTO A LA LEY ORGÁNICA DE COMPETITIVIDAD ENERGÉTICA,» 23 febrero 2024. [En línea]. Available: <https://www.pudeleco.com/clegal/tributario/2024/de176.pdf>.
-
- [7] MyElectricAvenue., «How local electricity networks can cope with charging clusters of electric vehicles,» 2016. [En línea]. Available: <https://myelectricavenue.info/project-presentations#overlay-context>.
-
- [8] E.E.Q., «Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.eeq.com.ec/documents/d/empresa-electrica-quito/69c225bb-a9c5-4017-b3c9-eb78f2f49399-9>.
-
- [9] Casillas G., Lecaro Y., «MÉTODO PARA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA RESIDENCIAL EN LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.,» Febrero 2008. [En línea]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/859/1/CD-1266.pdf>.

2.7 Autores



Germán Casillas Peña

Ingeniero Eléctrico

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Carlos Villacrés Mejía

Candido a Ing. Eléctrico

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Mentor Poveda

Consultor Internacional

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Respuesta a la Demanda frente al Déficit de Generación

de Energía Eléctrica en el Ecuador.

CAPÍTULO

03

Agencia de Regulación y Control de Energía
y Recursos Naturales No Renovables

PANORAMA
ELÉCTRICO
2024

03

Respuesta a la Demanda frente al Déficit de Generación

de Energía Eléctrica en el Ecuador.

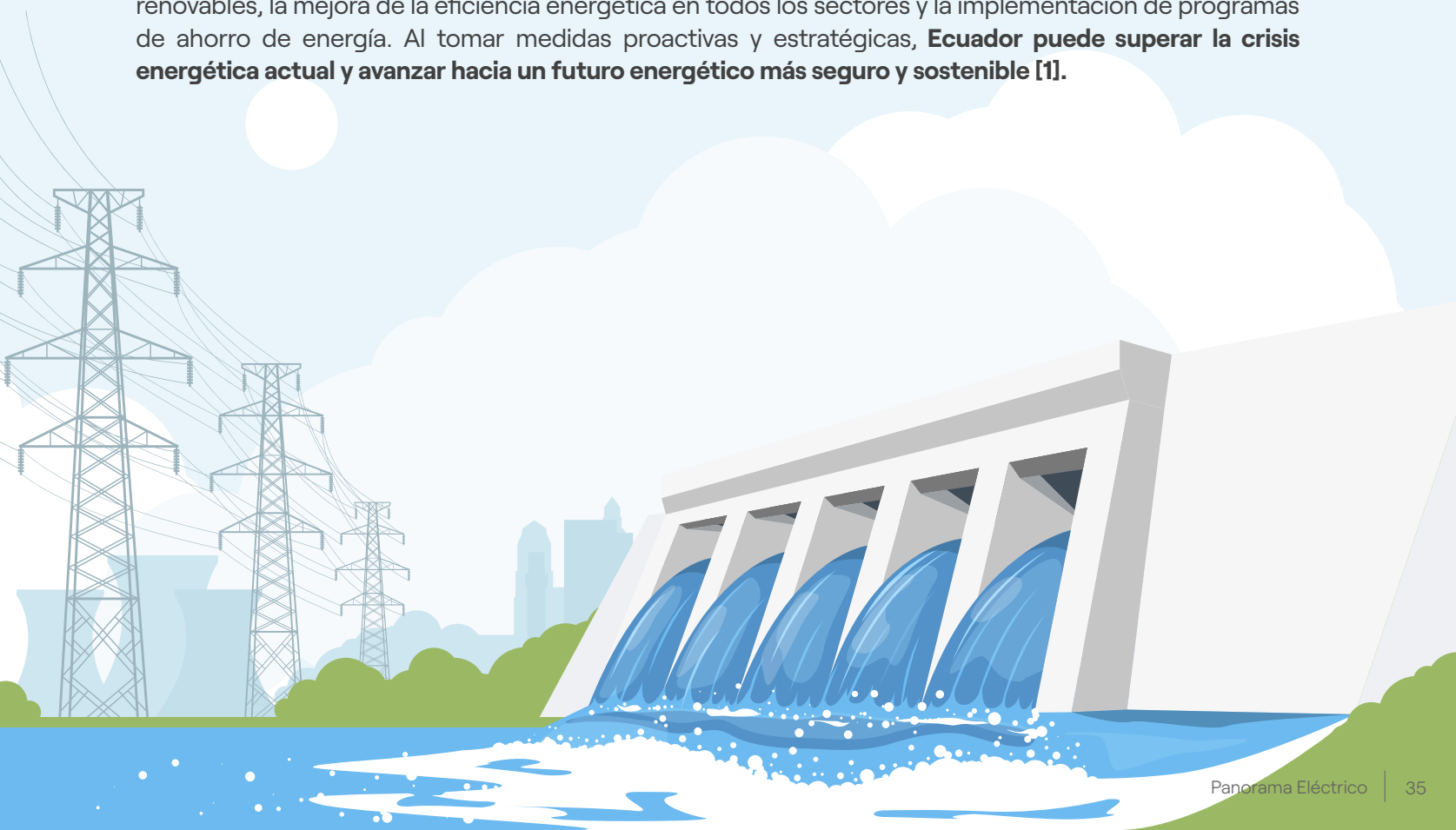
Marco Toledo Orozco

Institute for Energy Engineering,
Universitat Politècnica de València

3.1 ¿Cuánta electricidad tenemos y cuánta necesitamos?

Con el objetivo de abordar y resolver la crisis energética que afronta Ecuador, es fundamental reconocer la situación actual y trazar una hoja de ruta efectiva hacia la solución. **Informes recientes señalan un déficit de energía eléctrica que asciende a 890 megavatios hora, subrayando la urgencia de acción.** Además, se estima que la situación actual está generando pérdidas económicas significativas cada día. El desafío se acentúa al considerar que aproximadamente el **19% de la demanda eléctrica del país no está siendo cubierta**, una cifra que adquiere mayor relevancia en el contexto de la actual sequía y con una infraestructura termoeléctrica que opera por debajo de su capacidad total.

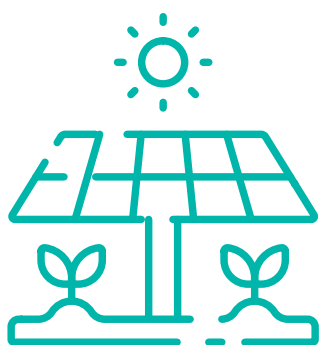
En respuesta a estos desafíos, es esencial implementar estrategias que fortalezcan el sector energético. Esto puede incluir la diversificación de fuentes de energía, la inversión en infraestructura de energías renovables, la mejora de la eficiencia energética en todos los sectores y la implementación de programas de ahorro de energía. Al tomar medidas proactivas y estratégicas, **Ecuador puede superar la crisis energética actual y avanzar hacia un futuro energético más seguro y sostenible [1].**



3.2 La generación de energía eléctrica en el Ecuador.

La capacidad de generación a nivel nacional hasta el año 2023 alcanzó los 8.899,58 MW de potencia nominal y 8.254,45 MW de potencia efectiva, incluyendo a las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras, así como sistemas aislados. El precio medio de generación fue de 3 centavos de dólar por kilovatio hora, según datos de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023.

Es esencial que el país fortalezca su capacidad de generación para responder a las necesidades futuras. Reconocer la importancia de actualizar y adaptar el marco normativo podría acelerar esta expansión, alineando al Ecuador con prácticas exitosas observadas en países desarrollados y en vías de desarrollo. Estas prácticas incluyen seguridad jurídica y una mayor flexibilidad normativa, las cuales facilitan una contribución efectiva de la generación renovable a través de los recursos energéticos distribuidos, logrando un equilibrio entre la generación y la demanda.



Recordemos que, la Regulación Nro. ARCONEL 003/18

“Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”

aprobada por la entonces ARCONEL; tenía como objetivo establecer condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores con sistemas de microgeneración de hasta 300 kW, para consumidores residenciales; y, de menos de 1.000 kW, para consumidores comerciales o industriales. Esta regulación estuvo vigente hasta el 04 de abril de 2021.

El 05 de abril de 2021 la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), introdujo un nuevo marco normativo con la aprobación de la Regulación Nro. ARCERNNR-001/21 ***“Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”***, cuyo objetivo es ***“Establecer las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados”***.

De acuerdo con la estadística de la ARCERNNR, a diciembre del 2023 **se registraron 869 sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento (SGDAs)**, con un aporte de 38.379 kW de potencia instalada. Cabe señalar que 663 SGDAs **corresponden al sector residencial**.

Respecto a los consumidores no regulados (consumos propios de autogeneradores y grandes consumidores), éstos utilizan las redes eléctricas de las Empresas Distribuidoras (ED's) y están obligados a pagar un valor por concepto de peaje de potencia y energía utilizada. Estos valores varían dependiendo de la etapa del sistema de distribución al cual están interconectados. En 2023, estos consumidores demandaron 3.755,04 MW de potencia y 1.781.434,28 MWh de energía. Las empresas distribuidoras percibieron un total de 11,08 MUSD por concepto de peajes de potencia, energía y otros.

Además, es importante destacar la importación de energía eléctrica desde Colombia y Perú. En 2019, se importaron alrededor de 6 GWh, mientras que, en 2023, la cifra aumentó a 1.320,94 GWh con un costo asociado de 285 MUSD. Esto resultó en un precio medio de importación de 21,64 USD ¢/kWh en 2023; en contraste, el precio medio de exportación fue de 6,63 USD ¢/kWh [2].

3.3 Desafíos en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

El SNT se enfrenta a desafíos críticos debido al inicio de operación de grandes centrales hidroeléctricas y un incremento significativo en la demanda de energía del país. Estos factores, resaltan la necesidad urgente de reforzar la infraestructura existente y construir nuevos sistemas de transmisión de 500 kV, 230 kV y 138 kV. Según la estadística del sector eléctrico, la cargabilidad máxima anual en condiciones normales de operación, no ha superado la capacidad nominal de los transformadores. No obstante, la indisponibilidad temporal de otras instalaciones de transmisión ha conllevado a un uso elevado, alcanzando el 105,95 % de su capacidad nominal en determinados transformadores del SNT. Actualmente, la cargabilidad promedio oscila entre el 70 y el 80%, lo que indica una clara necesidad de inversiones inmediatas.

3.4 Eficiencia en los sistemas de distribución

Paralelamente, los sistemas de distribución han gestionado 30.272,78 GWh; con pérdidas que alcanzan el 15,02% (4.547,92 GWh), divididas entre pérdidas técnicas (6,40%) y no técnicas (8,62%). Este nivel de pérdidas subraya la importancia de digitalizar los sistemas de distribución con tecnologías avanzadas para reducir ineficiencias.



3.5 Demanda de Energía y perspectiva futuras

En cuanto a la demanda regulada de energía, Ecuador registró un total de 23.639,55 GWh; de los cuales el 93,40% (22.078,94 GWh) corresponde al Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE); y el 6,60% (1.560,61 GWh) al Servicio de Alumbrado Público General (SAPG). De la energía facturada, el 26% corresponde al sector industrial y el 18 % al sector comercial, dos instancias que podrían ser determinantes en la gestión ante el déficit de energía.

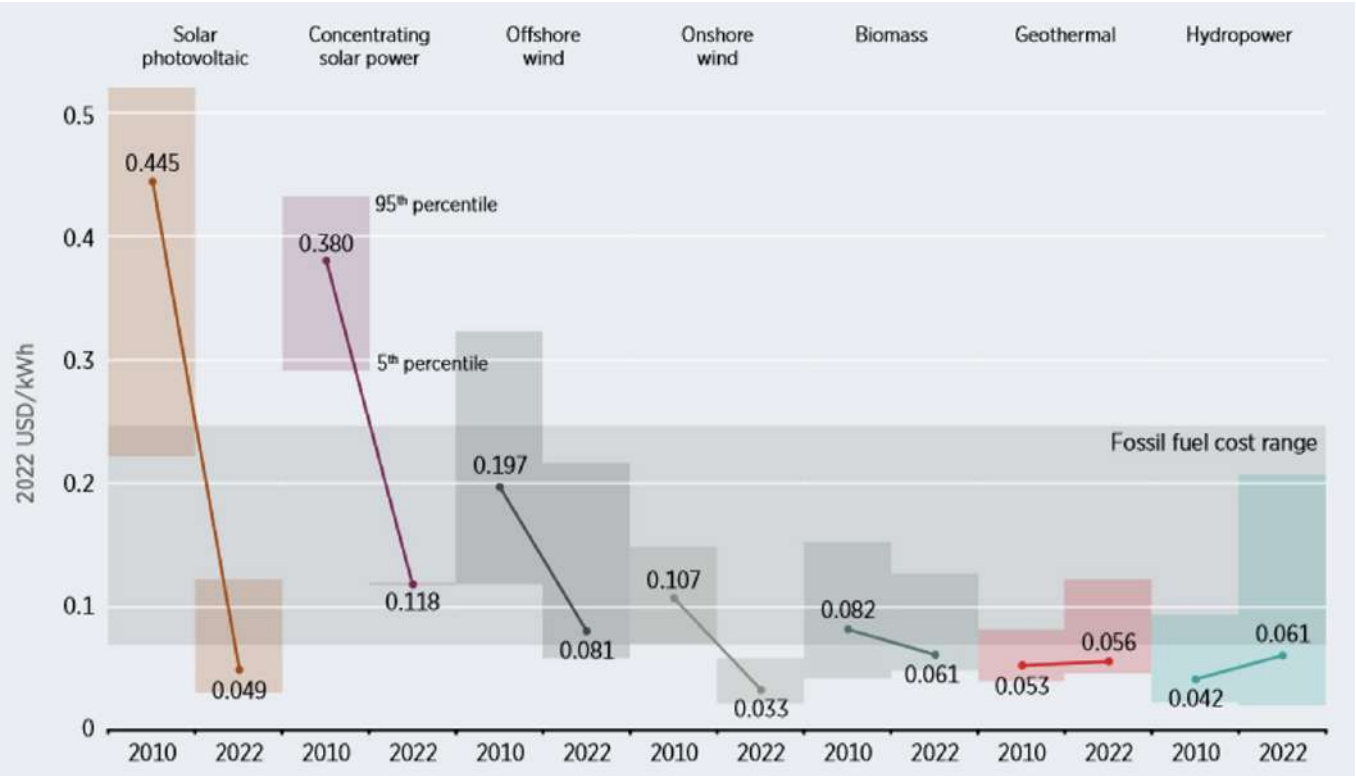
Sobre la base de lo citado, solo el 7,5% de la demanda utiliza la energía eléctrica para el autoabastecimiento, una cifra relativamente baja para un país con un déficit de generación. Esto sugiere una gran oportunidad para incrementar la participación de energías renovables. [2].

3.6 El potencial de las Energías Renovables

Las energías renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica, por su variabilidad natural, ofrecen una alta complementariedad dentro del sistema eléctrico, especialmente durante las horas de pico de consumo. Además, las condiciones económicas de mercado y la reducción de costos en estas tecnologías facilitan una mayor penetración y aprovechamiento de estas fuentes de energía, como se muestra en la Figura Nro. 14, lo que podría ser clave para abordar el déficit energético del país [3].

Estos aspectos resaltan la necesidad de una estrategia integral que abarque mejoras en la transmisión, eficiencia en la distribución y una fuerte apuesta por las energías renovables para asegurar un futuro energético sostenible y eficiente en el país.

Figura Nro. 14: IEA, reducción de los costos de la generación de las energías renovables no convencionales [3].



3.7 Gestión de la Demanda de Energía Eléctrica en Ecuador, un sector con potencial

Aunque las inversiones en países en vías de desarrollo generalmente están orientadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, la gestión y respuesta a la demanda representa un campo con considerable potencial. Investigaciones recientes sugieren que adoptar programas planificados y flexibles pueden transformar la demanda de energía en un agente activo y dinámico.



Este enfoque permite un análisis desde el lado de la demanda considerando el uso final de la energía y su impacto en el sistema de distribución [4].

3.8 Metodología Innovadora para el Pronóstico de la Demanda en Grandes Consumidores

Con la era de la industria 4.0, surge una perspectiva competitiva a través de sistemas flexibles de gestión de la demanda. Estos sistemas no solo apoyan al Operador del Sistema de Distribución, sino que también permiten el control y monitoreo del uso final de la energía.

Utilizando el lenguaje de programación Python y técnicas avanzadas como la Optimización Combinatoria (CO por sus siglas en inglés) y el Modelo Factorial Oculto de Markov (FHMM Factorial Hidden Markov Model por sus siglas en inglés), a partir del perfil de carga del contador de energía de la comercializadora, se puede desagregar y prever la demanda energética en intervalos cuarto horarios a través de cuatro ventanas de tiempo, lo que facilita la validación de métricas y la evaluación del error RMS en la asignación de potencia y el consumo total de energía [4].

3.9 Desafíos en la Gestión de la Demanda de Energía Eléctrica

Uno de los principales retos es el desconocimiento de los patrones de consumo energético y la falta de estándares adecuados para recolectar información sobre los usos finales de la energía en la industria. Esto limita la capacidad de optimizar recursos energéticos, lo que a menudo resulta en instalaciones eléctricas ineficientes [1]. En particular, el sector industrial, que generalmente representa la mayor proporción del consumo eléctrico, enfrenta desventajas competitivas en países en desarrollo debido a la ausencia de sistemas de monitoreo eficaces [2, 3].

3.10 La Revolución de los Datos en la Gestión de la Demanda

La analítica de datos y el Machine Learning (ML) están revolucionando la investigación en este campo, procesando grandes volúmenes de datos (Big Data) para resolver problemas complejos [4].

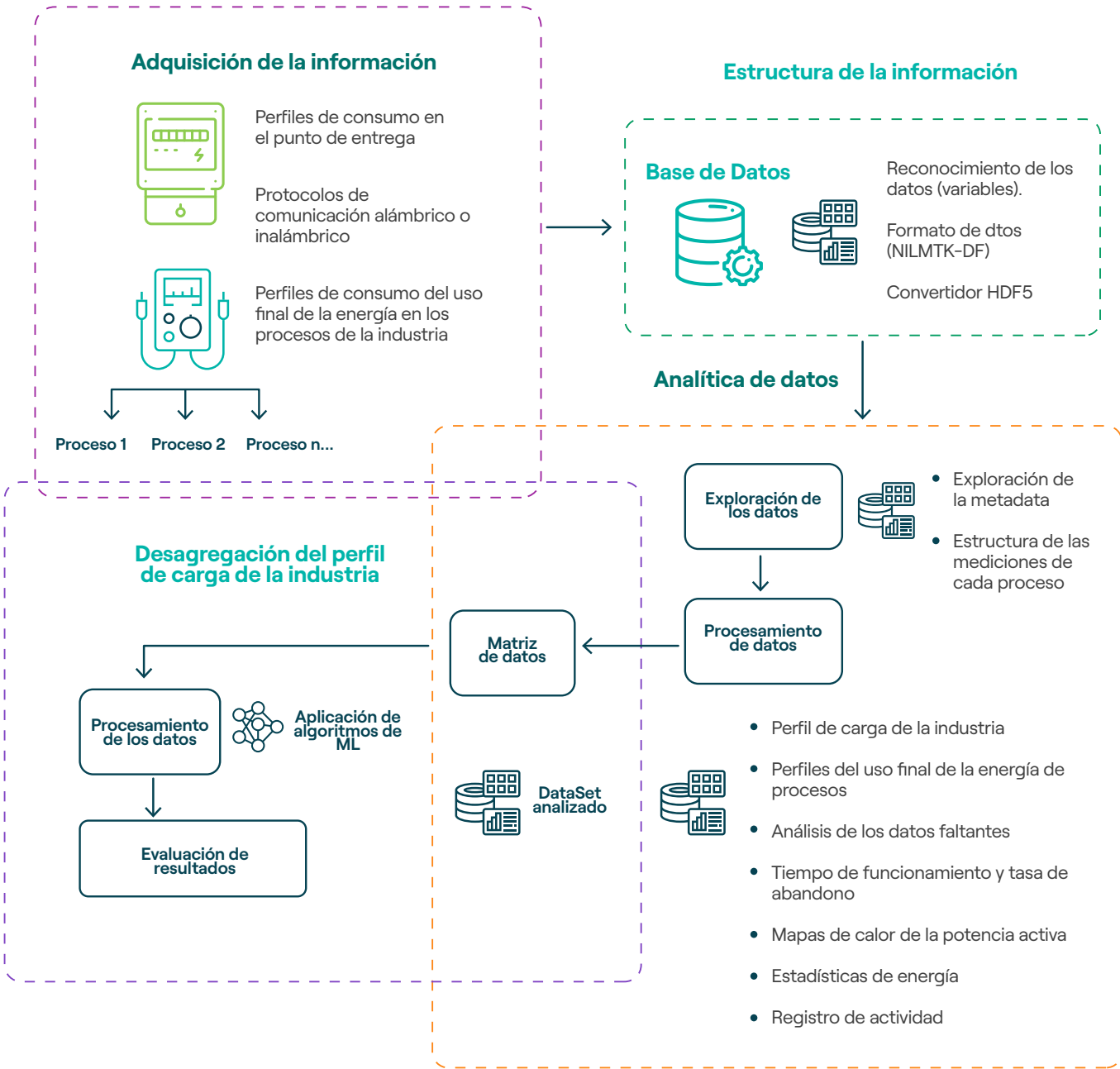
Herramientas como el Monitoreo de Carga No Intrusivo (NILM) no solo estima el uso final de la energía, sino que también generan nuevos hábitos de consumo. Esta tecnología es fundamental para la formulación de políticas de uso y tarifas dinámicas para los comercializadores.

3.11 Adquisición, estructura y análisis de la información.

La recolección de información de diferentes industrias se efectúa mediante una metodología que incluye la estratificación de los procesos de producción y soporte. Esto se realiza a través de una pre-evaluación de la flexibilidad a la respuesta de la demanda, tal como se observa en la Figura Nro. 15.

Esta etapa permite entender cómo cada industria puede ajustar su consumo de energía en respuesta a las condiciones del mercado o a incentivos externos.

Figura Nro. 15: Metodología para la adquisición y estructuración de la información



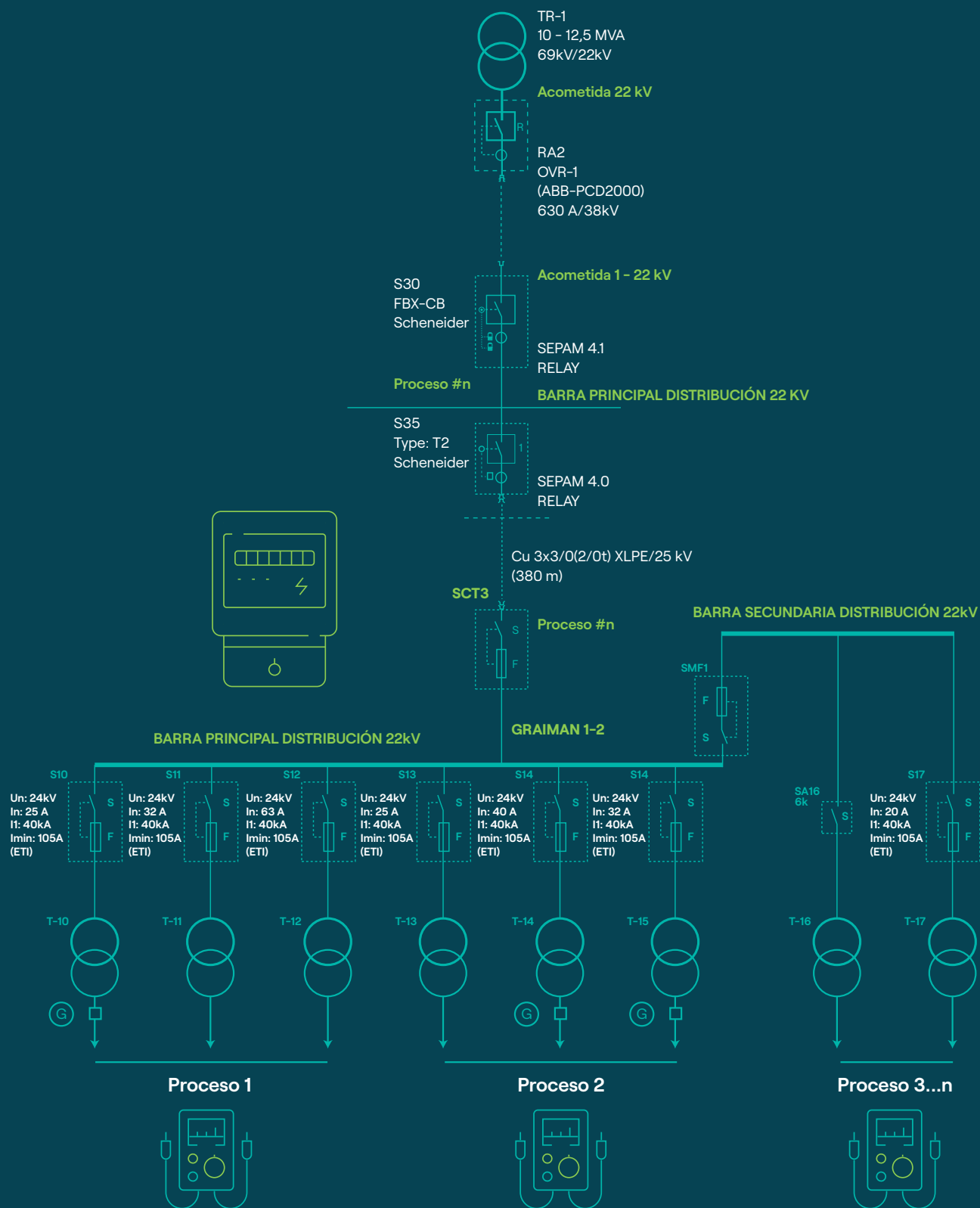
3.12 NILMTK código abierto para la supervisión no intrusiva de la carga

En el ámbito de la desagregación de energía, comúnmente conocida como Non-Intrusive Load Monitoring (NILM), el NILM Toolkit (NILMTK) juega un papel fundamental. Implementado en Python, este kit de herramientas de código abierto facilita un análisis comparativo de los diferentes algoritmos de ML aplicados a la desagregación de energía. NILMTK proporciona desde herramientas para la analítica de los datos hasta métricas de evaluación, asegurando que los datos sean precisos y estén “limpios para optimizar el entrenamiento del algoritmo” [4].

3.13 Adquisición de la información

El conjunto de datos para este estudio se recopiló de grandes consumidores utilizando distintas herramientas, incluyendo la preevaluación mencionada y medidores inteligentes instalados en puntos estratégicos de la industria, véase la Figura Nro. 16.

Figura Nro. 16: Diagrama Unifilar de las mediciones realizadas en la industria



A través de la preevaluación de la flexibilidad en la respuesta a la demanda, se obtuvo el comportamiento del perfil de carga de diversas industrias durante periodos de baja y alta producción. Esto incluye sectores como el cerámico, plásticos y alimentos, permitiendo estratificar y analizar el uso final de la energía dedicada a sus procesos de producción y soporte, como se muestra en la Figura Nro. 17.

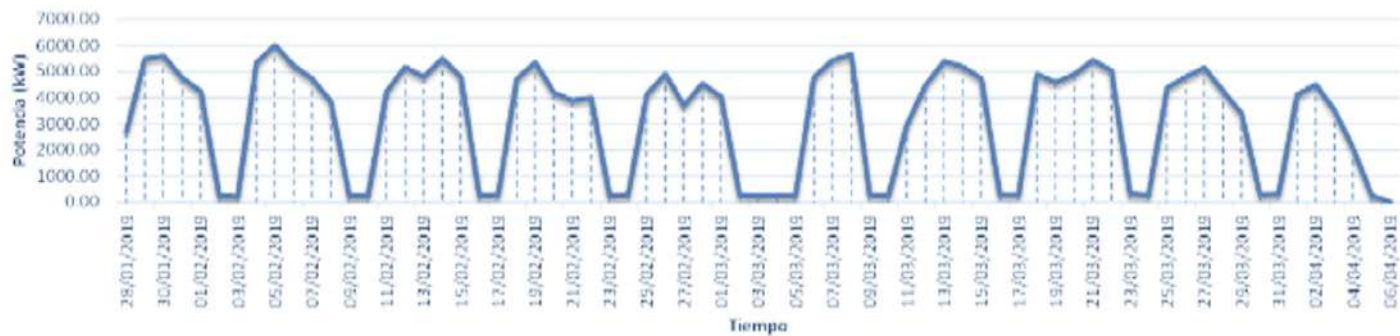
Figura Nro. 17: Preevaluación de la flexibilidad a la respuesta de la demanda



Mediante la preevaluación se han logrado desagregar los perfiles de carga específicos para las industrias: cerámica, plásticos y alimentos. Los resultados de este análisis están presentados en la Figura Nro. 18.

Figura Nro. 18: Perfiles de carga de distintas industrias del sector

Curva total datos perfil de carga cliente cerámica



Curva total datos perfil de carga cliente plásticos



Curva total datos perfil de carga cliente alimentos

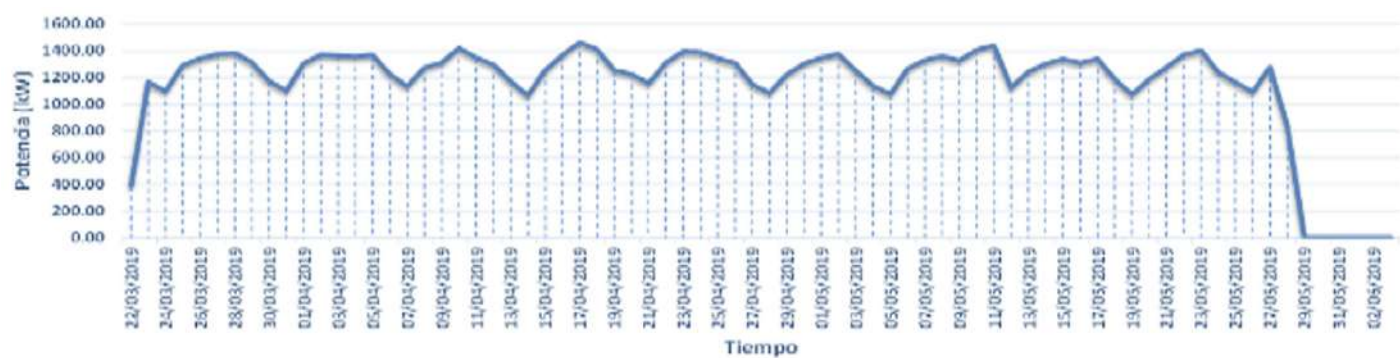
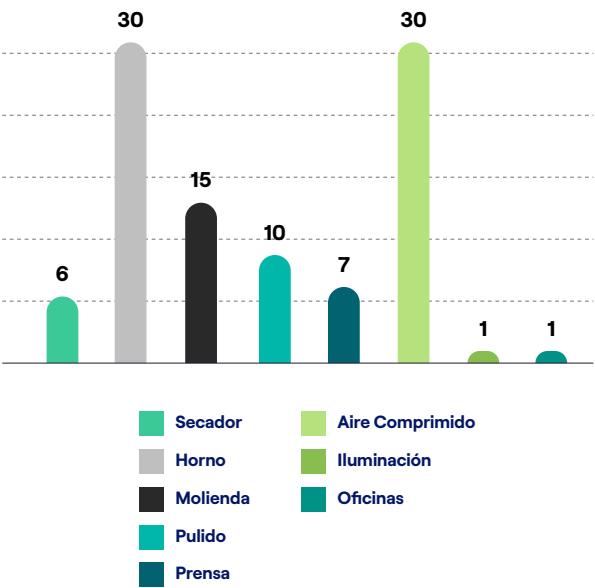


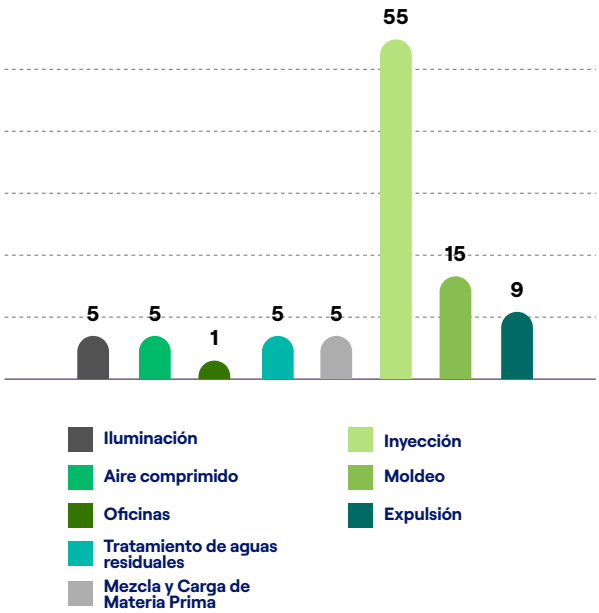
Figura Nro. 19: Resultados en porcentaje de la preevaluación a la respuesta de la demanda de las industrias del sector

Industrias

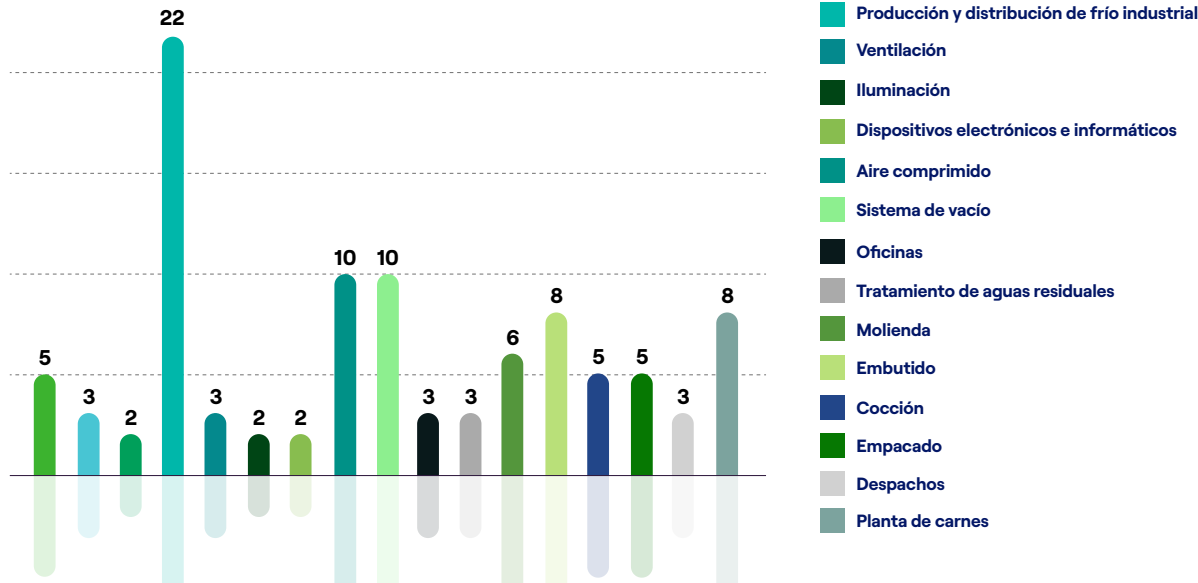
Cerámica



Plásticos



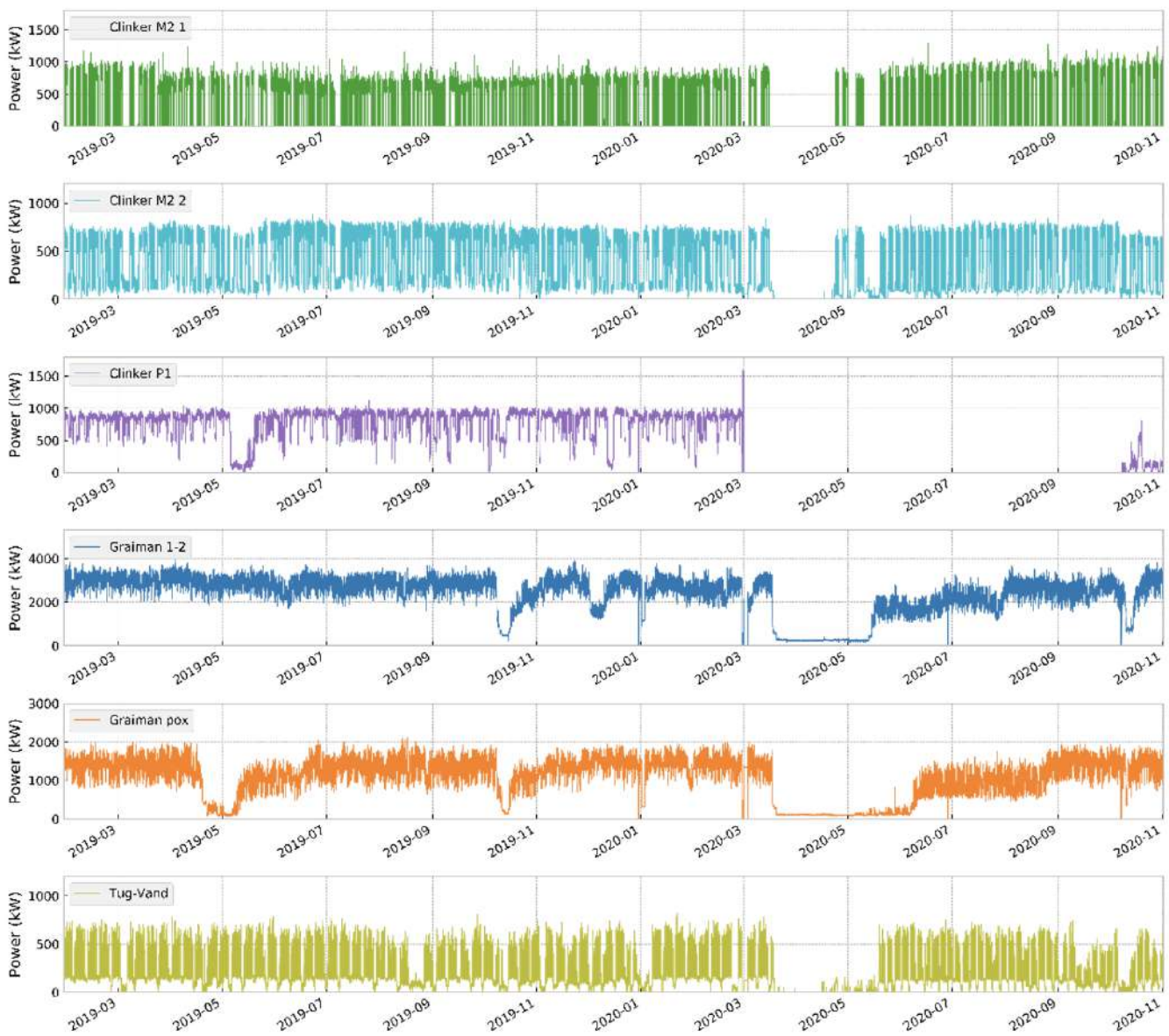
Alimentos



3.14 Perfiles de consumo del uso final de la energía en la industria

Los perfiles de consumo del uso final de la energía en los procesos industriales son herramientas que permiten analizar cómo se distribuye la carga energética en diversos sectores, ver Figura Nro. 19. Estos perfiles permiten identificar el comportamiento específico y los rangos de potencia de cada proceso involucrado con la elaboración de la cerámica, como se representa en la Figura Nro. 20.

Figura Nro. 20: Perfiles de consumo del uso final de la energía, en los procesos de la industria cerámica

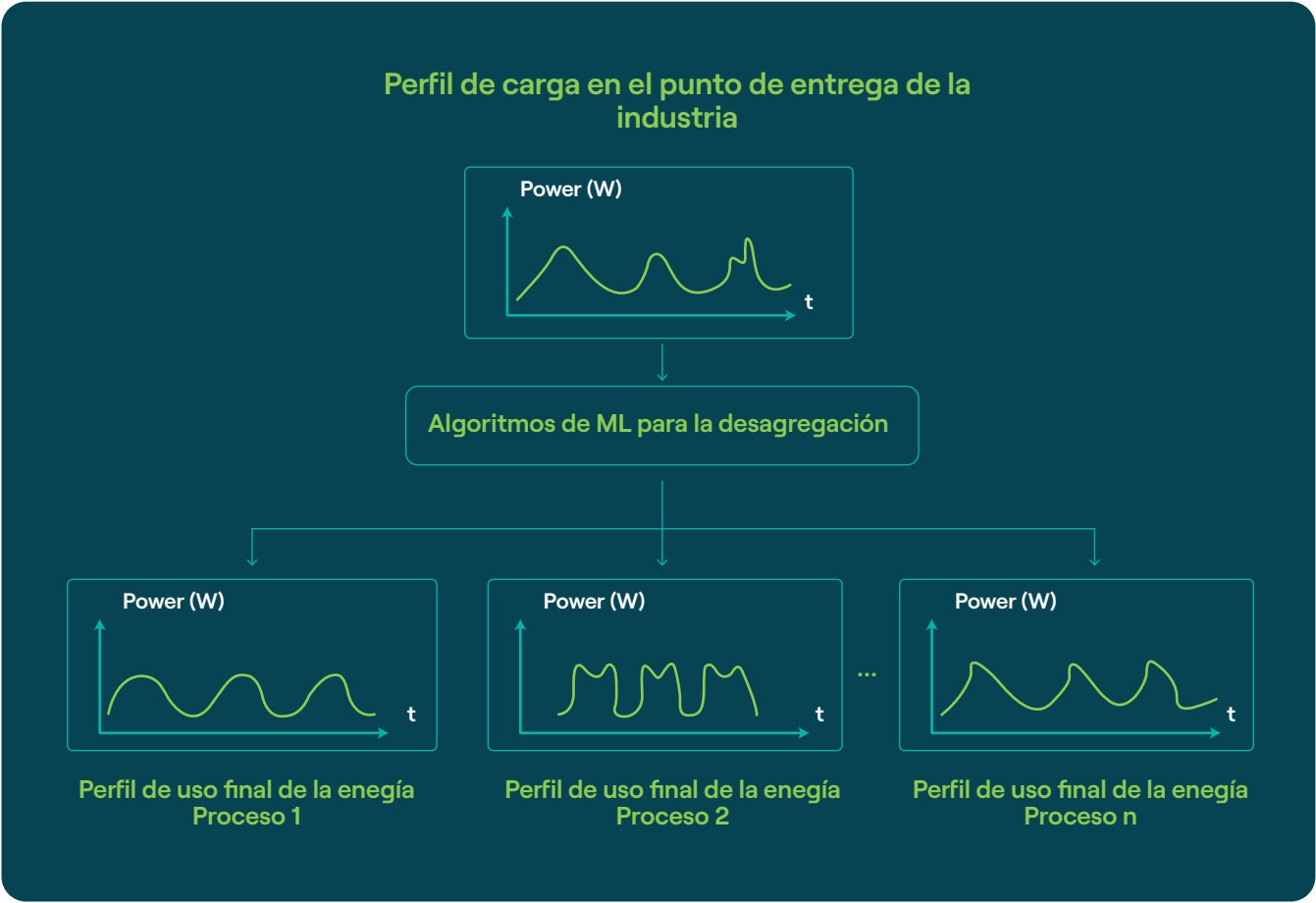


3.15 Desagregación del Perfil de Carga en Grandes Consumidores – Aplicación a la Industria

La desagregación del perfil de carga en la industria se logra mediante el uso de algoritmos de ML (Figura Nro. 21), con el propósito de predecir de manera detallada los patrones de consumo energético de los procesos industriales que influyen en el perfil de carga general. La herramienta NILMTK es un ejemplo destacado que incorpora métodos de aprendizaje supervisado para esta finalidad, donde la combinación de mediciones globales de consumo y datos específicos de los procesos permite entrenar modelos eficientes. Para el entrenamiento se requiere de datos etiquetados, y se pueden aplicar estrategias de optimización y reconocimiento de patrones, incluyendo técnicas de agrupamiento y análisis bayesiano, facilitando así la identificación de los estados operativos de los equipos industriales.

En el contexto de NILM, este tipo de aprendizaje es ampliamente utilizado y ha demostrado ser efectivo. Para el entrenamiento, es posible usar variables con muestras de datos para las cuales se conoce la respuesta correcta o la etiqueta, asociadas a mediciones que se desconocen las respuestas, aunque, para las pruebas es esencial emplear únicamente datos etiquetados que no hayan sido utilizados en el conjunto de datos para el entrenamiento.

Figura Nro. 21: Diagrama de la desagregación del perfil de carga entre el punto de entrega y los procesos de la industria

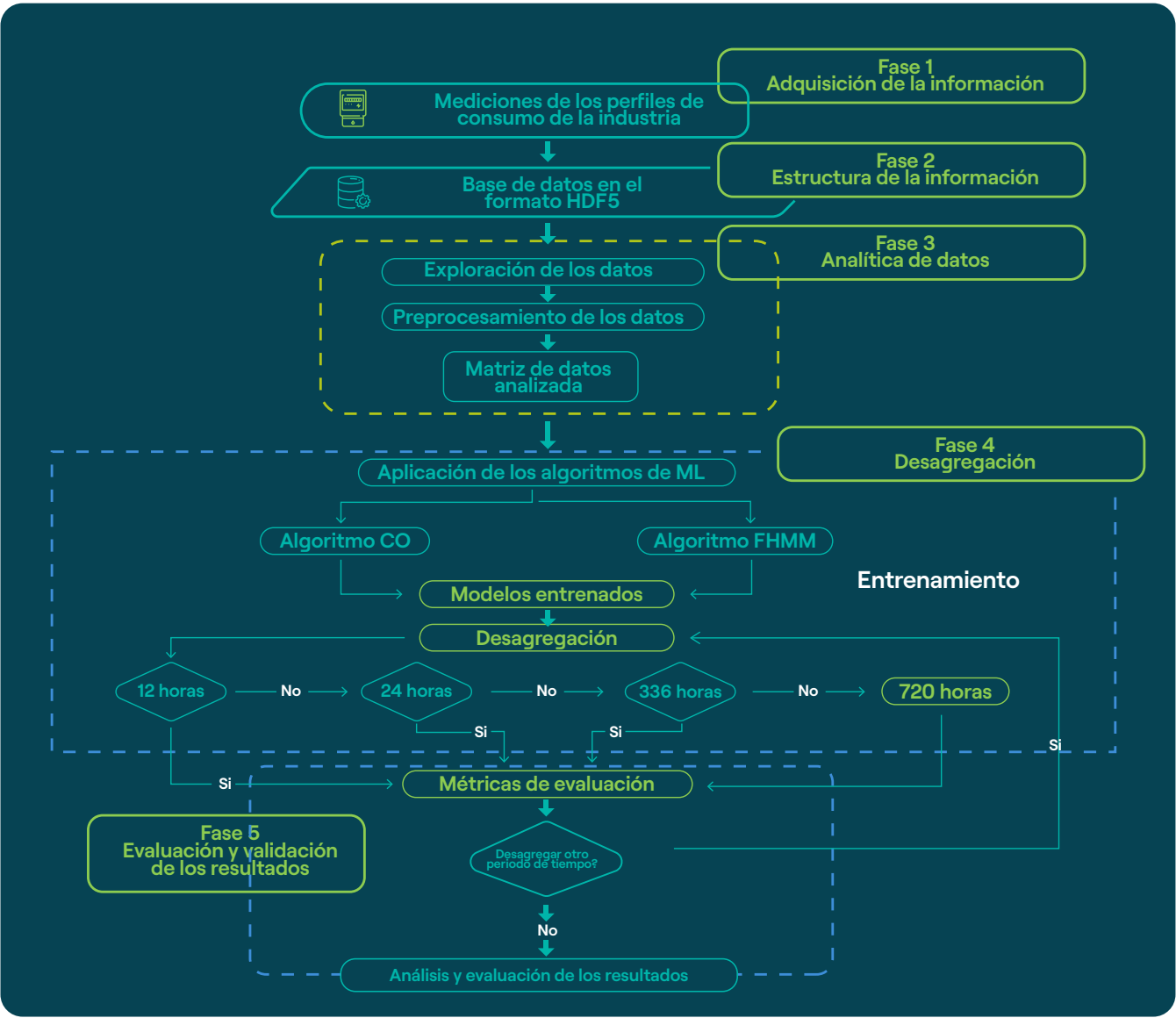


3.16 Análisis de los resultados

La metodología propuesta, presentada en la Figura Nro. 22, se estructura en 5 etapas clave. La cuarta etapa, es particularmente crítica, ya que considera la desagregación de distintas ventanas de tiempo. Mediante el uso de métricas de evaluación específicas, se determina si la desagregación debería extenderse a otros periodos de tiempo. Es importante que la base de datos de mediciones esté en el formato adecuado (HDF5), y que incluya todos los canales de medición necesarios para capturar los perfiles de carga de la industria; así como los datos detallados de los procesos involucrados.

La validación del modelo se realiza mediante la aplicación de métricas de evaluación a los resultados obtenidos en la desagregación. Este paso es esencial para identificar el modelo que mejor desempeño presenta. Una vez seleccionado, se procede a un análisis más profundo y a la evaluación de los resultados de la desagregación.

Figura Nro. 22: Metodología propuesta para la desagregación del perfil de carga de la industria



3.17 Evaluación y validación de los algoritmos de ML para desagregación

La evaluación de los algoritmos de ML usados en la desagregación incluye la aplicación de métricas de evaluación para determinar cuál proceso ofrece el mejor rendimiento. Se hace un análisis comparativo entre la suma de las predicciones y el perfil de carga en el punto de entrega (Figura Nro. 23). Además, se calcula el porcentaje de variación de energía entre las predicciones y las mediciones reales de cada proceso.

Figura Nro. 23: Suma de la desagregación de los procesos del modelo CO median 15 min de la industria de la cerámica

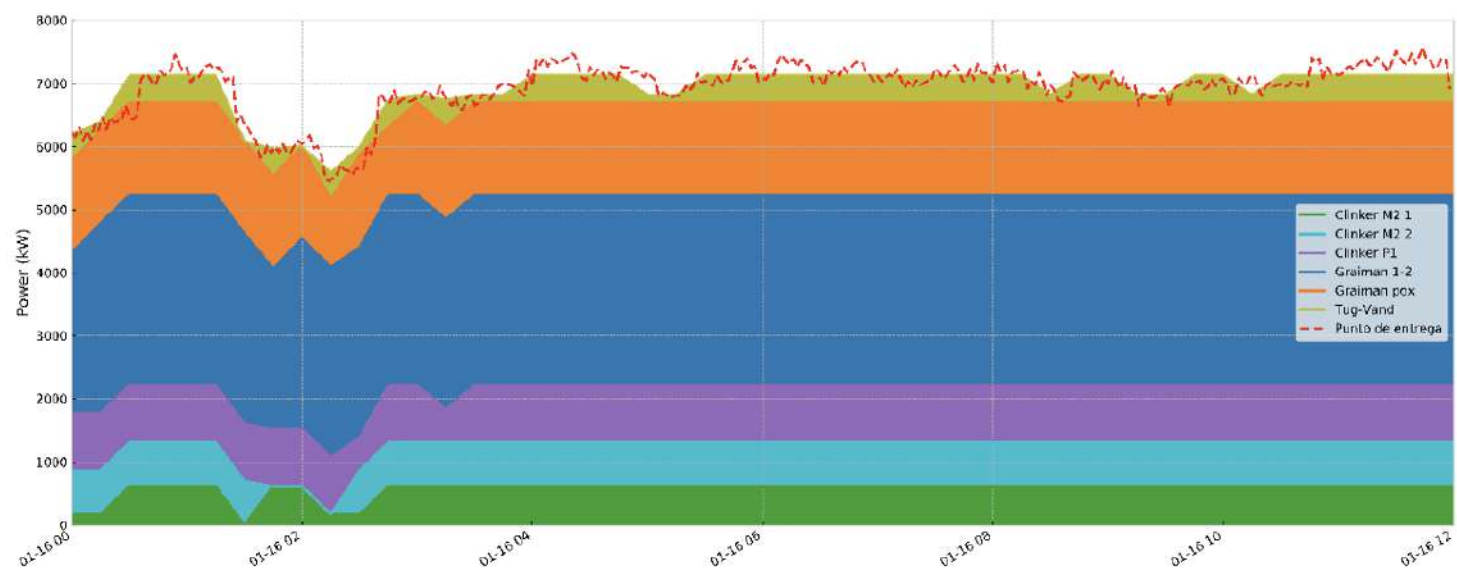


Tabla Nro. 8: Error porcentual entre el perfil de carga en la industria y la suma de la desagregación de los procesos del modelo CO-median 15 min [4]

Descripción	kWh
Energía suma predicciones	82,699
Energía perfil de carga real	83,087
Diferencia	0,388
ERROR %	0,467

3.18 Conclusiones

01

Es fundamental que los países en vías de desarrollo adopten estándares y normativas claras y coherentes para mejorar la implementación de sistemas avanzados de gestión de la demanda energética. Esto no solo optimizaría los procesos manufactureros, sino que también facilitaría la adopción de sistemas adecuados para la medición, registro y procesamiento de información. Establecer tales sistemas permitiría a las industrias aprovechar al máximo el potencial de flexibilidad de sus procesos, contribuyendo así a una mayor eficiencia y sostenibilidad energética en el sector industrial.

02

El sector industrial en la actualidad está ligado al paradigma de la cuarta revolución industrial, siendo uno de los sectores más importante para un país, facilitando el crecimiento económico y mejorando la calidad de vida de sus habitantes. Sin embargo, en los países en vías de desarrollo, las industrias han enfrentado retrasos en la adopción de sistemas de investigación y desarrollo (I&D), a menudo debido a las políticas que no han apoyado suficientemente la innovación nacional.

03

Los avances de la industria 4.0, como los sistemas SCADA y protocolos avanzados de comunicación, han mejorado la capacidad de monitorear y analizar el consumo energético. La adopción de estas tecnologías, junto con estrategias efectivas para la determinación del uso final de la energía, contribuyen significativamente a la eficiencia energética y optimización de los procesos.

04

La aplicación de Internet de las Cosas (IoT) en la cadena de suministro y el uso de Big Data y ML permiten abordar las necesidades de la industria moderna, evaluando y anticipando eventos que afectan a la producción.

05

El uso de algoritmos de ML, como los aplicados en el Monitoreo de Carga NO Intrusivo (NILM), está revolucionando la capacidad para analizar y conservar energía.

06

NILM o también conocido como la desagregación del consumo, permite realizar una monitorización del consumo energético de cada proceso de producción, facilitando una gestión más inteligente y eficiente. Esto habilita a las empresas distribuidoras a estimar mejor el consumo agregado y desarrollar políticas de uso adaptadas, como las tarifas de tiempo de uso por las siglas en inglés -Time Out Use (TOU), que incentivan un consumo más eficiente y responsable.

3.19 Referencias

[1] Primicias.ec,
<https://www.primicias.ec/noticias/economia/apagones-cortes-electricidad-ecuador-consumo/> -

[2] Estadística del sector eléctrico, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023,
(<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/estadisticas-del-sector-electrico-ecuatoriano-buscar/>)

[3] IRENA's global renewable power generation costs study in 2022, ISBN: 978-92-9260-544-5, Executive Summary,
(<https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>).

[4] Marco Toledo-Orozco, C. Celi, F. Guartan, Arturo Peralta, Carlos Álvarez-Bel, D. Morales, Methodology for the disaggregation and forecast of demand flexibility in large consumers with the application of non-intrusive load monitoring techniques, Energy and AI, Volume 13, 2023, 100240, ISSN 2666-5468,
<https://doi.org/10.1016/j.egyai.2023.100240>.
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666546823000125>)

3.20 Autor



Marco Toledo Orozco

Magister

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Proyecto Hidroeléctrico San Jacinto:

Energía Renovable y Compromiso
Comunitario en el Corazón de Ecuador

CAPÍTULO

04

Agencia de Regulación y Control de Energía
y Recursos Naturales No Renovables

PANORAMA
ELÉCTRICO
2024

04

Proyecto Hidroeléctrico San Jacinto:

Energía Renovable y Compromiso Comunitario en el Corazón de Ecuador

Ing. Luis Alberto Ochoa Pesántez

Presidente Corporativo de la empresa KAWSUS CÍA LTDA.

Ing. Mauricio Peña Durán

Gerente General de la empresa KAWSUS CÍA LTDA.

4.1 Antecedentes

Con un enfoque en el desarrollo sostenible, el Proyecto Hidroeléctrico San Jacinto (PHSJ) de 49,9 Megavatios (MW) de potencia y 305 Gigavatios hora al año (GWh/a) de energía, impulsado por una compañía ecuatoriana, resultó ganador en el Proceso Público de Selección (PPS) del Bloque de Energías Renovables No Convencionales (ERNCL) de 500 MW promovido por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (actual Ministerio de Energía y Minas) para el desarrollo de procesos transparentes y con seguridad jurídica, encaminados a atraer inversión privada para la ejecución de proyectos de generación, distribución y transmisión de energía eléctrica, para garantizar un abastecimiento continuo, seguro y confiable para todos los ecuatorianos. KAWSUS CIA LTDA, una reconocida empresa ecuatoriana ha sido la encargada de llevar a cabo los estudios técnicos, ambientales y sociales necesarios, subrayando así la voluntad nacional de fomentar iniciativas que fortalezcan la matriz energética.

El proyecto es parte integral del Plan Maestro de Electricidad del Gobierno del Ecuador y espera contribuir con 305 GWh/a al Sistema Nacional Interconectado, beneficiando a más de 18 millones de ecuatorianos. Dicha contribución resalta la capacidad del país para desarrollar proyectos energéticos con transparencia y solidez legal; y garantiza la captación de inversiones privadas para generar, distribuir y transmitir energía eléctrica, asegurando el suministro continuo y de confianza a la nación.

El PHSJ se distingue por ser el único proyecto de inversión y diseño 100 % nacionales, adjudicado en el PPS, y cuenta con todos los requisitos previos necesarios para avanzar a las fases de construcción y operación futura. Estos permisos incluyen la Autorización de Aprovechamiento Productivo de Agua otorgada por el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE) el 09 de marzo de 2022; la prefactibilidad técnica de conexión eléctrica a 69 kV concedida por la Empresa Eléctrica Quito el 17 de octubre de 2022; la firma del contrato de concesión el 17 de noviembre de 2023; y el Licenciamiento Ambiental emitido por el MAATE el 02 de abril de 2024.



4.2 Desarrollo de los estudios

A lo largo de tres años, el Proyecto Hidroeléctrico San Jacinto (PHSJ) ha avanzado a través de las fases de concepción, prefactibilidad, factibilidad y diseños definitivos, junto con el Estudio de Impacto Ambiental y la obtención de la Anuencia Social. Este proyecto ha sido concebido bajo los principios del desarrollo sostenible, con el propósito de aprovechar al máximo el potencial hidroenergético de la cuenca del Pacífico. Utilizando como fuente el Río Saloya, ubicado en la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas, el PHSJ se ha erigido como una propuesta emblemática en el aprovechamiento de recursos hídricos renovables.

El proyecto se caracteriza por ser una Pequeña Central Hidroeléctrica PCH, con un diseño que incorpora una obra de captación desde el río Saloya, que no requiere embalse y además permite el paso del caudal ecológico. Este diseño garantiza la sostenibilidad del ecosistema, preservando la biodiversidad y lo múltiples usos del agua. La instalación incluye una estructura de contención de 7 metros de altura, con vertedor de cresta libre, y un desarenador de 2 cámaras y 2 ataguías para la gestión del caudal de diseño. Se integra con un túnel de baja presión de 2,2 kilómetros de longitud, y una sección de portal de 3,20 metros, que desvía un caudal de 10,7 metros cúbicos por segundo hacia un tanque de carga superficial con una capacidad de 2000 metros cúbicos. De aquí una tubería forzada de 1,93 metros de diámetro se divide para suministrar agua a tres turbinas Pelton de 16.66 Megavatios cada una, ubicadas en una casa de máquinas superficial. Con un desnivel aprovechable para la generación hidroeléctrica de 542,5 metros entre la captación y la casa de máquinas, se facilita la conversión de energía cinética del agua en energía mecánica. La energía generada se transfiere a través de una línea de transmisión de 69 kV y se integra finalmente al Sistema Nacional Interconectado.

El PHSJ se prevé que será construido en un máximo de tres años, cuya inversión será de aproximadamente 2 MM USD por MW instalado y con un precio de venta de energía de 5,22 centavos por kilowatio hora (kWh).



Personal técnico ejecutor de los estudios

Para obtener los diseños definitivos se realizaron múltiples estudios entre los más destacados:

4.3 Estudios de Campo



Para visualizar el trabajo de campo extensivo y los métodos empleados, a continuación, se presentan una serie de fotografías que capturan la esencia y el alcance de estas actividades investigativas. Estas imágenes no solo documentan el proceso, sino que también resaltan la profundidad y la precisión con las que se ha abordado cada aspecto, brindando una ventana al desarrollo en terreno de este proyecto.



Perforaciones Geotécnicas



Recorridos Geológicos de campo



Estudios Topográficos



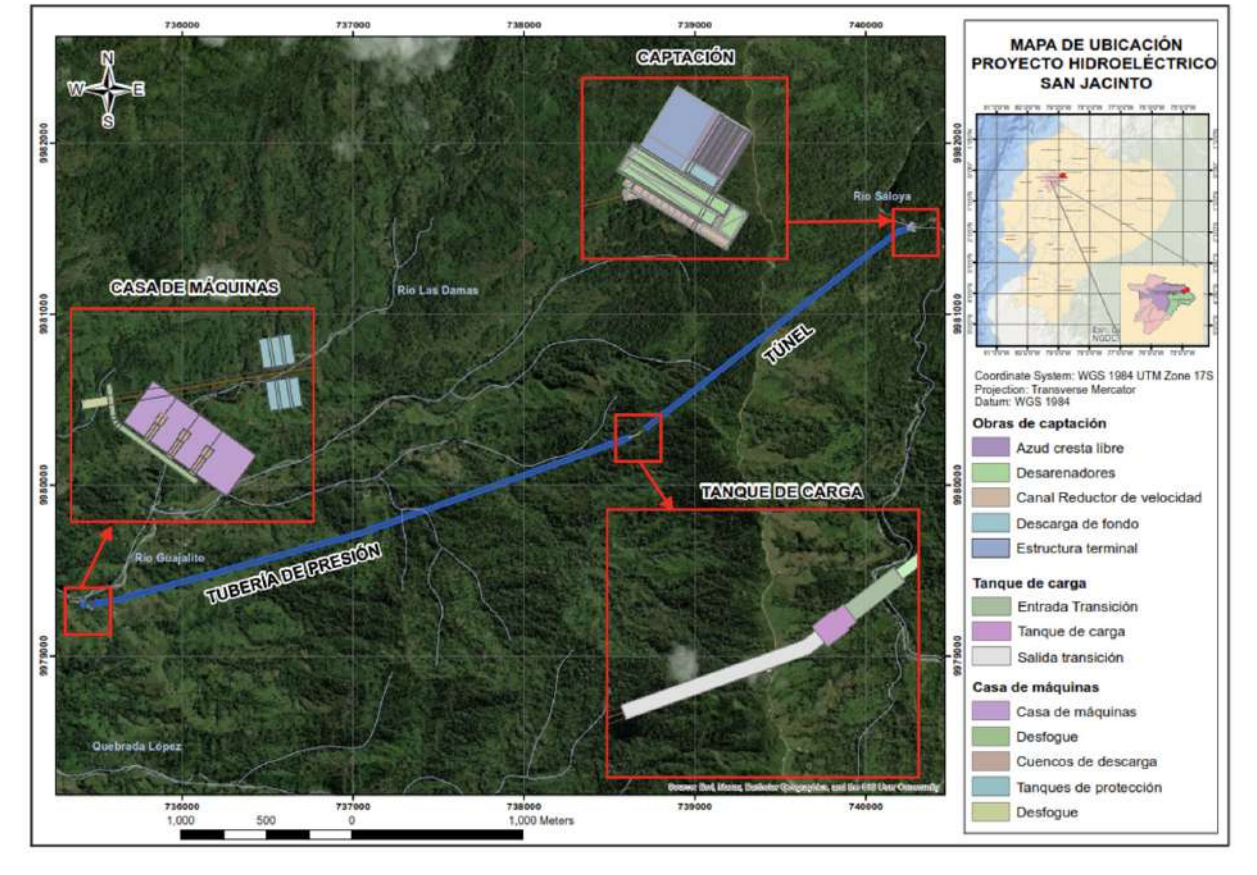
Instalación de estaciones meteorológicas e Hidrológicas



Aforos y batimetrías de ríos



Monitoreos bióticos



Ubicación de obras

Complementariamente a los estudios de campo, se realizaron estudios de gabinete con herramientas tecnológicas y un equipo humano altamente capacitado.

4.4 Estudios de Gabinete



Diseños
electromecánicos.

07

Estudios económicos
Financieros.

08

Estudio de Impacto
Ambiental.

09

Diseño de vías de
acceso a obras
principales.

10

Diseño de obras
complementarias.

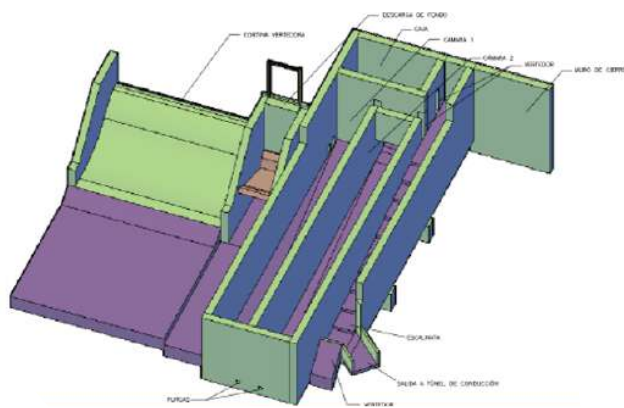
11

Diseño de obras
complementarias.

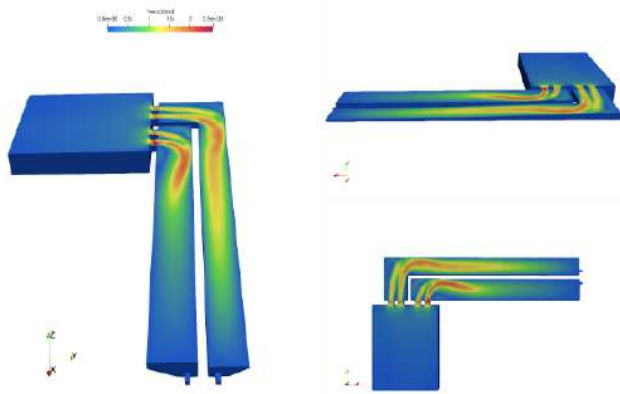
12

Estos estudios y diseños fueron fundamentales para la planificación del proyecto. **A continuación, se presentan imágenes que ilustran visualmente cada componente.** Estas representaciones no solo reflejan el trabajo realizado en cada etapa, sino que también ofrecen una perspectiva más tangible del alcance y la complejidad del proyecto.

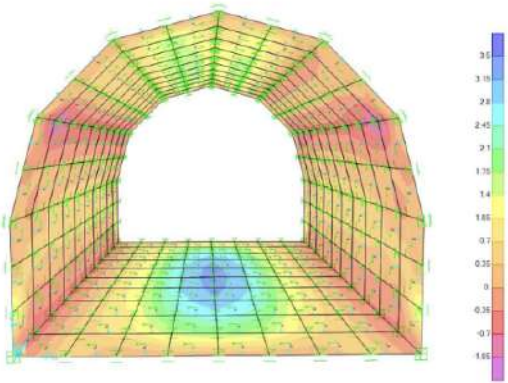
Diseños Hidráulicos



Simulaciones Hidráulicas



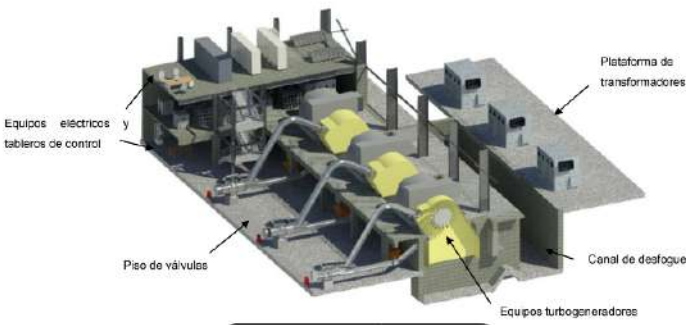
Diseños de túnel de conducción



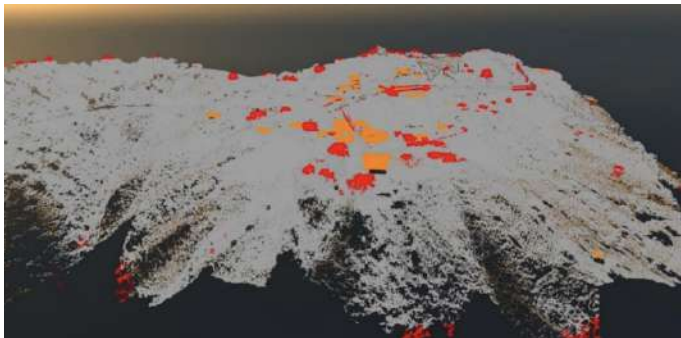
Diseños de Tubería de presión



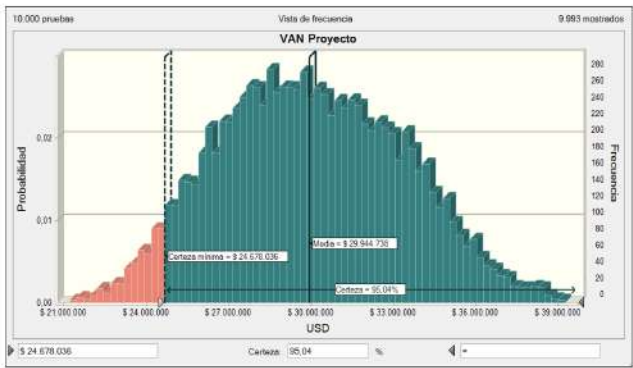
Diseño casa de máquinas



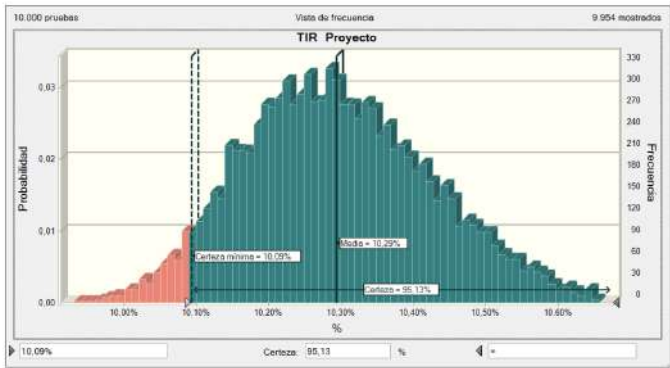
Procesamiento topográfico LiDAR



Análisis Económico Financiero



Análisis Económico Financiero



4.5 Un proyecto con participación ciudadana y consulta previa

Desde el inicio, se establecieron y fortalecieron relaciones de interacción con la comunidad local en las zonas de influencia directa e indirecta. Este acercamiento permitió conocer las fortalezas y debilidades de la comunidad, aspectos clave para la construcción conjunta de un Plan de Manejo Ambiental, en el que se prioriza el cuidado del medio ambiente y el fortalecimiento de las relaciones comunitarias, impulsando el desarrollo económico a través de la contratación de mano de obra local y el fomento de servicios como hospedaje, transporte y alimentación.

El equipo social de Kawsus mantiene una presencia activa en el territorio con un plan de promoción y difusión social que incluye las siguientes iniciativas:

Talleres de Socialización.

01

Visitas Domiciliarias.

02

Capacitaciones sobre temas productivos a los pobladores del área de influencia del proyecto.

03

Actividades recreativas.

04

Talleres Educomunicativos.

05

Apertura y Atención en centros de información.

06

Apoyo a la comunidad en mejoramiento de infraestructura, donaciones de equipamiento premios para actividades de recreación.

07

Iluminación de canchas deportivas.

08

Participación en mingas comunitarias.

09

Dotación de equipos informáticos ya de comunicación en centros educativos del área de influencia del proyecto.

10

Contratación de mano de obra local para a etapa de estudios.

11

Dinamización de la economía contribuyendo a la demanda de servicios en la zona de estudio.

12

A continuación, se presenta una serie de fotografías que capturan los momentos más significativos y la interacción del equipo con la comunidad. Estas imágenes reflejan el compromiso continuo del proyecto con el desarrollo sostenible y el fortalecimiento de lazos comunitarios, permitiéndonos visualizar cómo estas iniciativas cobran vida en el día a día de las áreas involucradas.



4.6 Del proceso de participación ciudadana a consulta ambiental

En Ecuador, la participación ciudadana constituye un derecho fundamental que empodera a los individuos para ser protagonistas en la toma de decisiones, planificación y gestión de los asuntos públicos. Un claro ejemplo de esta práctica es el proyecto hidroeléctrico San Jacinto.

El PHSJ ha cumplido con todas las obligaciones establecidas por el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica en su rol de Autoridad Ambiental Nacional, garantizando la participación activa de la comunidad en el proceso.

Durante el desarrollo del proyecto, se organizaron tres asambleas informativas y tres consultivas, donde se convocó a toda la población de las áreas de influencia como los Recintos del Mar de la Tranquilidad, Las Mercedes, Puerto Nuevo, Paraíso de Mulaute, El Valle e Iberoamérica. Estas reuniones se promovieron a través de varios canales de comunicación para asegurar una amplia participación.

En dichas asambleas, los residentes tuvieron la oportunidad de votar, donde el 87,29% estuvo a favor del otorgamiento de la Licencia Ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico San Jacinto, demostrando el compromiso de la comunidad con el desarrollo sostenible.

Con el respaldo comunitario, el Proyecto Hidroeléctrico San Jacinto obtuvo la Licencia Ambiental, el 2 de abril del año 2024, concedida por el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica. Este logro demuestra el impacto positivo que la participación ciudadana puede tener en la concreción de proyectos que buscan un futuro más sostenible para todos.

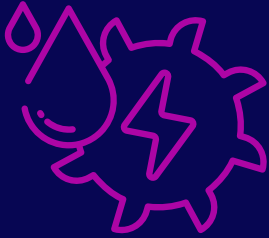
Este proceso es un claro testimonio de cómo la participación ciudadana puede marcar la diferencia en la construcción de un futuro sostenible para el bien común. Juntos, podemos alcanzar grandes logros cuando trabajamos unidos por objetivos compartidos.

A continuación, se muestran fotografías que capturan momentos clave de desarrollo del proyecto, que resaltan la participación de la comunidad y los beneficios ambientales derivados de esta iniciativa.



Consulta Ambiental Recinto El Valle del área de influencia del proyecto

4.7 Beneficios del proyecto



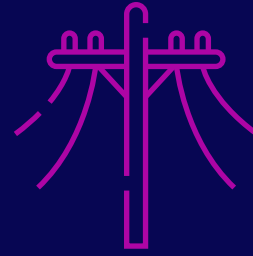
Incremento en la oferta energética:

aportación de 49,9 MW de potencia y 305 GWh/a de energía al Sistema Nacional Interconectado.

Ahorro económico para el Estado: el proyecto representa un ahorro significativo para el estado ecuatoriano, que se traduce en decenas de millones anuales al evitar la importación de energía a altos costos.

El PHSJ se sitúa en la cuenca hidrográfica del Océano Pacífico, que constituye una fuente energética complementaria a la cuenca del río Amazonas. **Esta complementariedad representa un beneficio significativo para el país,** ya que, durante la época de sequía en la cuenca del Amazonas donde actualmente se encuentra la mayor disponibilidad energética, la cuenca del Pacífico experimenta periodos de lluvias, garantizando así un suministro constante de energía.

Reducción del impacto ambiental: con el proyecto se desplaza el uso de energía contaminante que se genera a partir de combustibles fósiles, contribuyendo a la protección del medio ambiente.



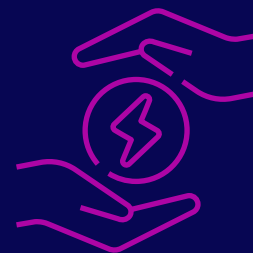
Diversificación de la matriz energética:

el proyecto añade una fuente renovable y sostenible a la matriz energética del país, promoviendo la diversificación y la resiliencia energética.

Impulso a la Economía Local: se estima la creación de 400 empleos directos y 1600 empleos indirectos durante las fases de construcción y operación, dinamizando la economía en las zonas cercanas al proyecto.

Mejoramiento de infraestructura vial: el proyecto incluye mejoras en la infraestructura vial dentro del área de influencia, facilitando el acceso y la conectividad local.

Elevación de la calidad de energía: la implementación del proyecto mejorará la calidad del suministro eléctrico en el área de influencia, asegurando una energía estable y confiable para los residentes y negocios locales.



4.8 Autores



Ing. Luis Alberto Ochoa

Presidente Corporativo
KAWSUS CÍA LTDA.

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Ing. Mauricio Peña

Gerente General
KAWSUS CÍA LTDA.

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Lanzamiento de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023

CAPÍTULO

05

Agencia de Regulación y Control de Energía
y Recursos Naturales No Renovables

PANORAMA
ELÉCTRICO
2024

05

Lanzamiento de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023

DEISE – ARCERNNR

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), conforme el Artículo 15, numeral 9, de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), es responsable de implementar, operar y mantener el Sistema único de información estadística del sector eléctrico.

Para llevar a cabo esta labor, la ARCERNNR dispone del aplicativo SISDAT (Sistematización de Datos del Sector Eléctrico), a través del cual los participantes del sector eléctrico reportan mensualmente información relacionada con infraestructura y transacciones.

La Agencia difunde la información estadística y geográfica de infraestructura y transacciones a través de diferentes aplicaciones, tales como: SISDAT-BI, GeoSISDAT, SISDAT-APP y SISDAT-ANALÍTICA. Estas herramientas permiten a los usuarios consultar reportes y descargar contenidos actualizados e históricos.

La Dirección de Estudios e Información del Sector Eléctrico (DEISE), área dependiente de la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico (CTRCE), con la asistencia de las principales autoridades del sector energético, realizó la difusión de los productos que comprenden la “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023”, el 10 de abril de 2024 en el auditorio “Emilio Uzcátegui” del Ministerio de Educación de la ciudad de Quito, evento dirigido a los sectores eléctrico (generadoras, autogeneradoras, transmisor y distribuidoras), hidrocarburífero, minero, a organismos e instituciones públicas y privadas, organismos bilaterales; y, a la ciudadanía en general.

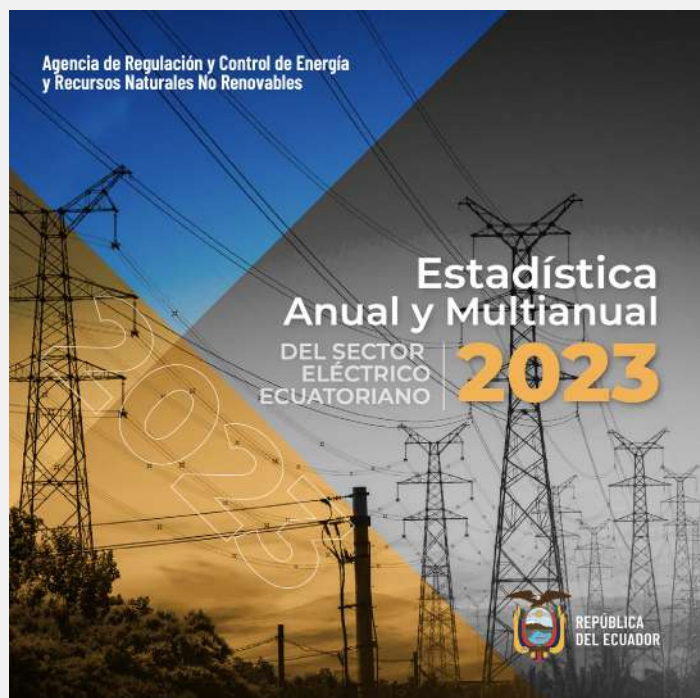


De izquierda a derecha ARCERNNR: Andrés Mera, Rodrigo Briones, Christian Junia, Luis Yajamín, Diana Cajamarca, Marisol Díaz, Zenaida Santos, Nohelia Cruz, Andrea Torres, Iván Sánchez – DEISE, y Roberto Carrión – CTRCE



Invitados del lanzamiento de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023

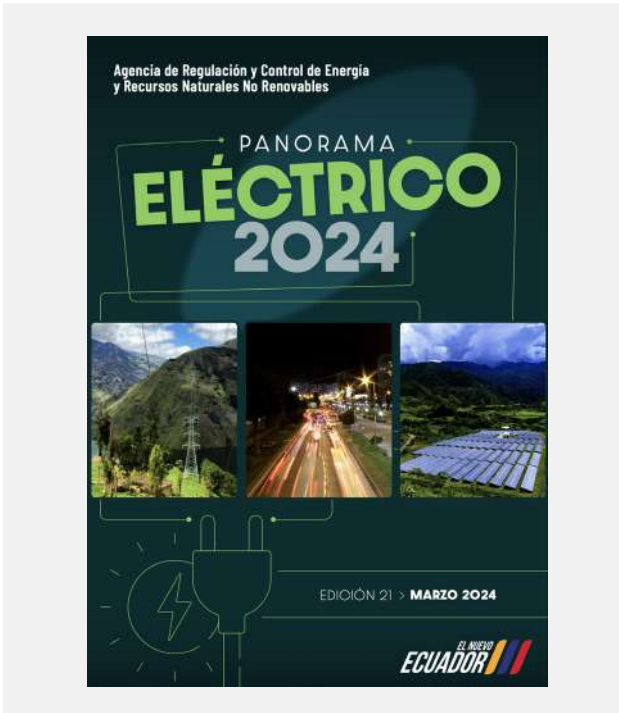
En el citado evento, se presentaron los productos de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023, que se detallan a continuación:



Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023



Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023

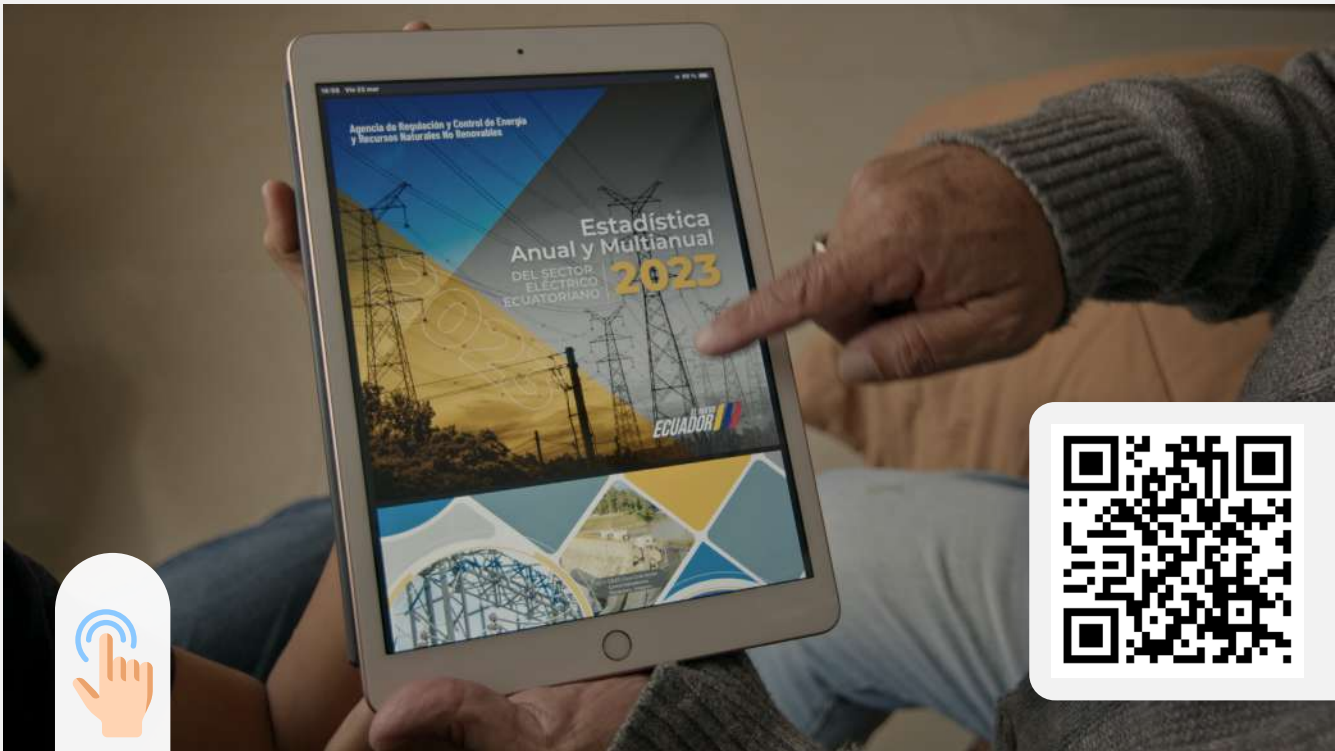


Revista Panorama Eléctrico,
Edición 21 – marzo 2024



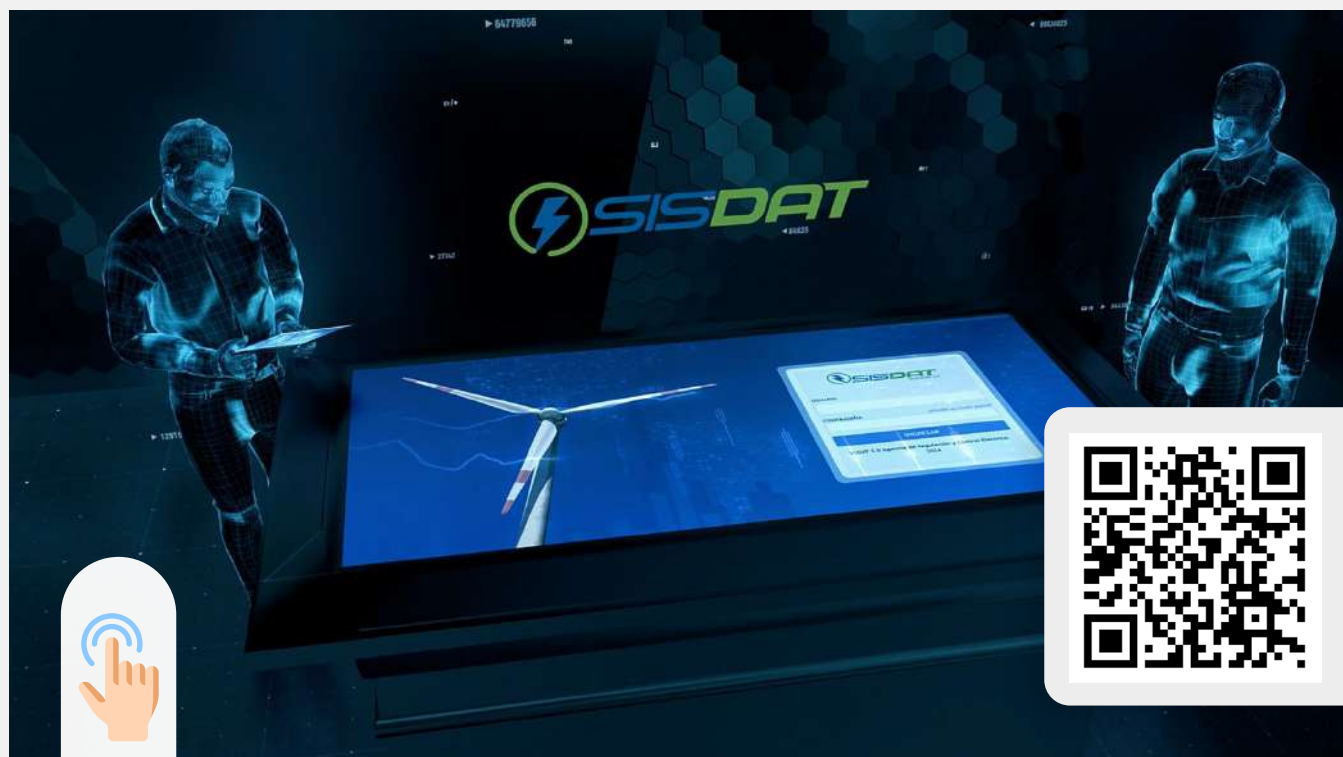
SISDAT V2.0

En el siguiente enlace, podrán consultar el video desarrollado que ilustra los productos generados durante la operación estadística 2023:



Video Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023

Así mismo, el Sistema Único de Información Estadística del Sector Eléctrico SISDAT, ha sido fundamental en la orientación de la operación estadística por más de 15 años, brindando información confiable y sólida; en ese sentido y como resultado de los procesos de mejora continua, se ha desarrollado la versión 2.0, misma que se presentó mediante un material visual detallado.



Video SISDAT v2.0

Los objetivos fueron alcanzados gracias al esfuerzo y colaboración de los diferentes participantes del sector eléctrico, cuyas acciones coordinadas permitieron cumplir los plazos planificados para la presentación de la Estadística del Sector Eléctrico 2023.

Por parte de la ARCERNNR, se expresa un agradecimiento especial por el invaluable respaldo y cooperación técnica brindada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), cuya colaboración fue fundamental para la elaboración de los productos en el marco de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023.

Así también, se hace un reconocimiento a la Empresa Eléctrica Quito S.A. por su valiosa contribución en la planificación y ejecución del evento; de la misma manera a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. por su respaldo logístico en la cobertura fotográfica y su intervención musical durante este importante acontecimiento.

A continuación, se presenta un compendio fotográfico que captura los momentos destacados del evento:



Cifras del sector eléctrico ecuatoriano

CAPÍTULO

06

Agencia de Regulación y Control de Energía
y Recursos Naturales No Renovables

PANORAMA
ELÉCTRICO
2024

06

Cifras del sector eléctrico ecuatoriano

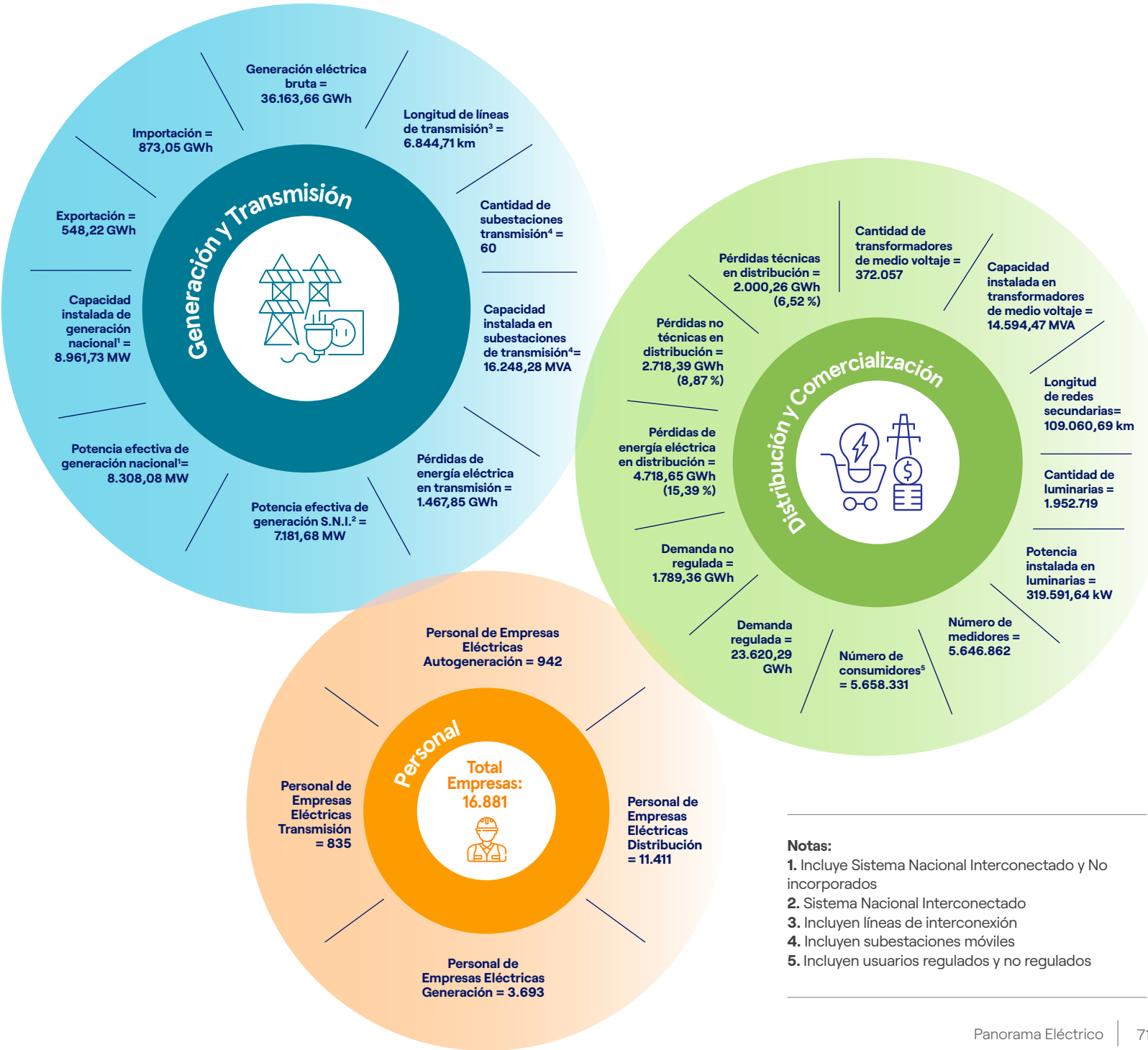
Andrea Torres
Ingeniera Eléctrica

Diana Cajamarca
Ingeniera Electrónica

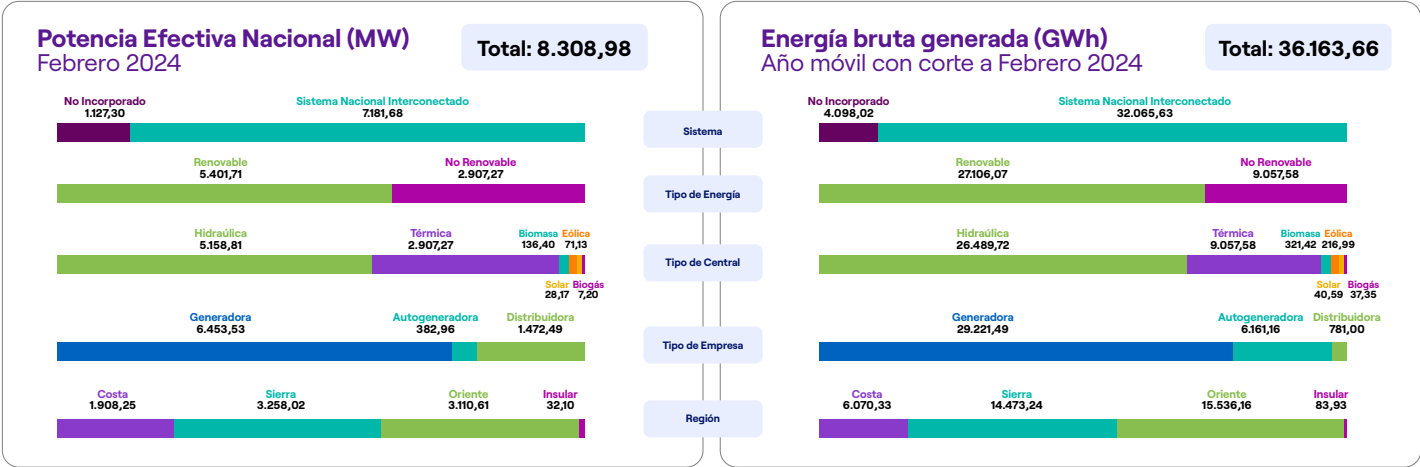
Christian Junia
Ingeniero Eléctrico

Rodrigo Briones
Ingeniero Eléctrico

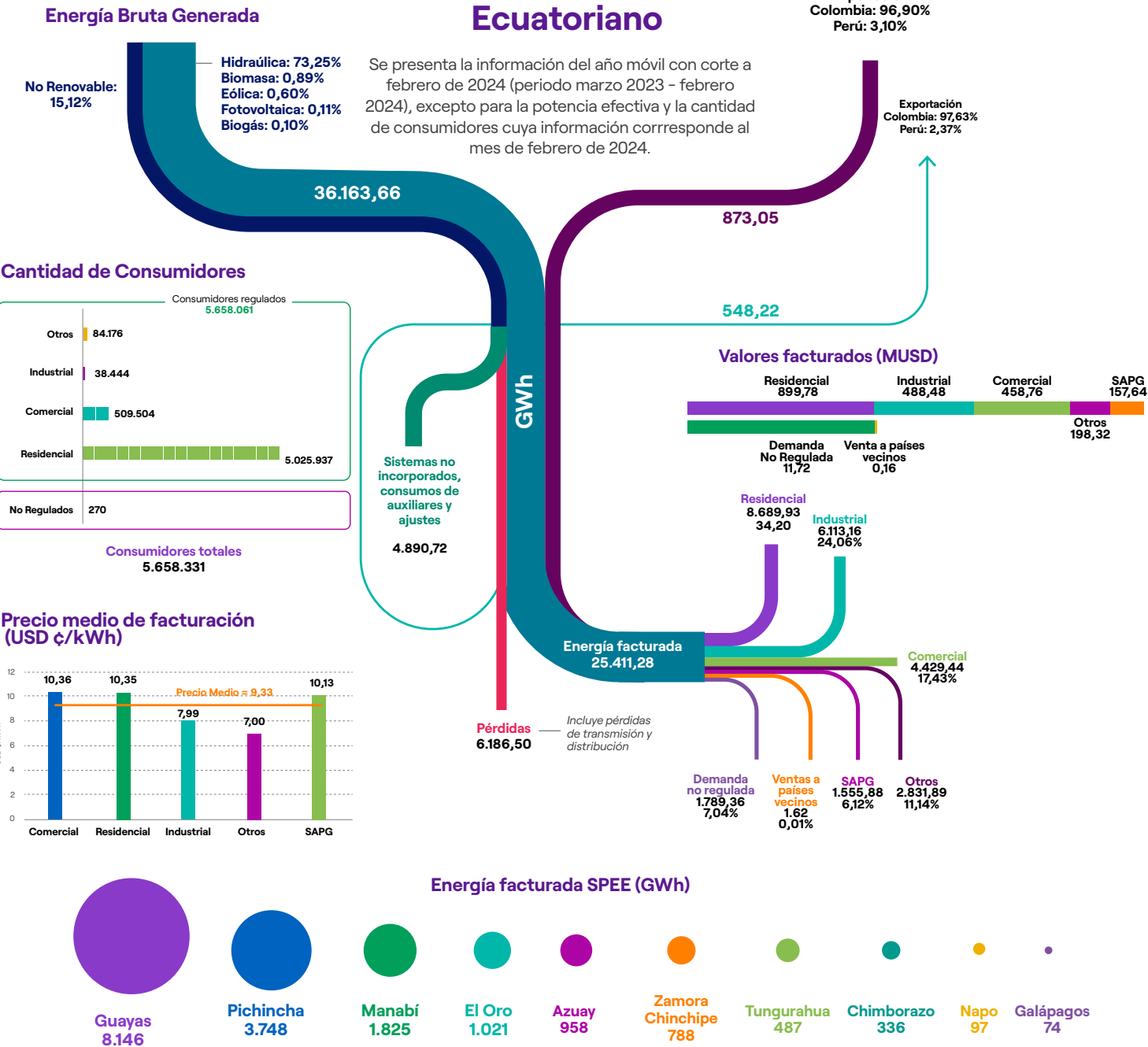
6.1 Cifras principales del sector eléctrico, febrero 2024



6.2 Potencia, producción de energía, consumos, facturación



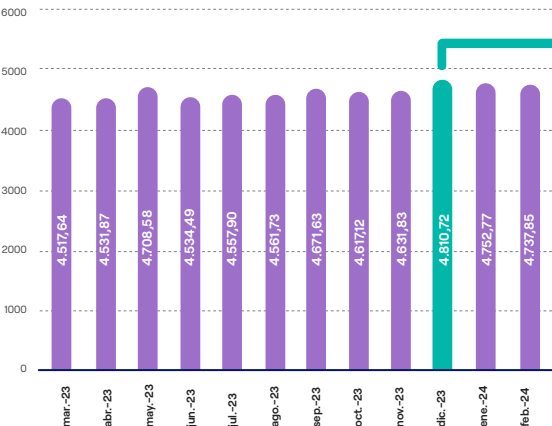
Sistema Eléctrico Ecuatoriano



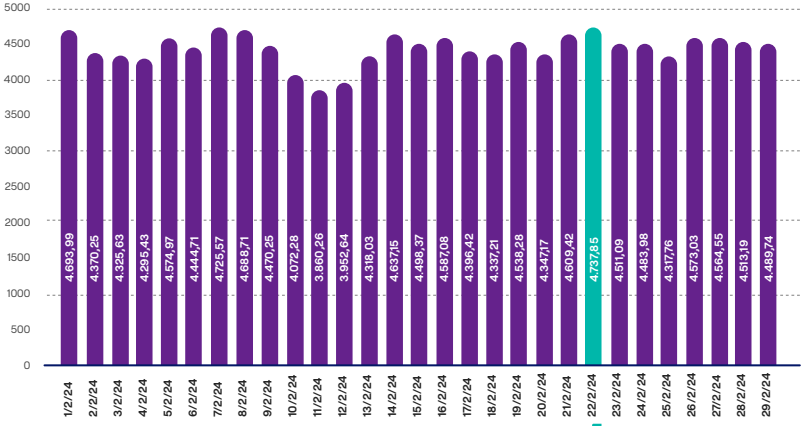
6.3 Demanda de Energía en el Sistema Nacional Interconectado

Se presenta información de demanda de potencia anual, mensual y diaria. Además, la demanda no coincidente de las distribuidoras con mayor participación en el mes de febrero 2024.

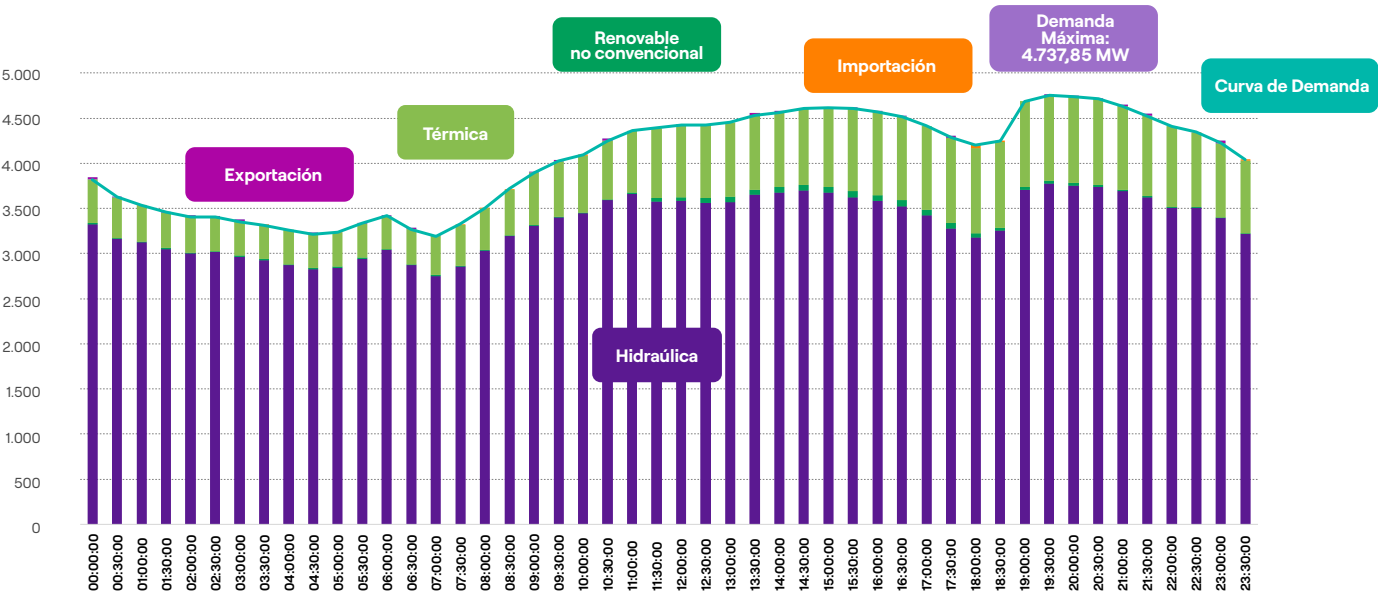
Demanda Máxima Mensual (MW)
Año móvil (mar 2023 - feb 2024)



Demanda Máxima Diaria (MW)
Febrero 2024



Demanda Máxima Diaria (MW)
Febrero 2024



Hidroeléctrica
79,49 %

Térmica
19,96 %

Renovable no convencional
0,55 %

Nota: En la hora de máxima demanda no se registraron importaciones de energía

Datos Relevantes

Demanda Máxima Anual
Ene/2024: 4.752,77 MW

Demanda Máxima No
Coincidente: 4.761,23 MW

Empresas Distribuidoras con mayor
demanda en el mes de Febrero

CNEL EP Guayaquil: 1.160,45 MW

CNEL Guayas Los Ríos: 583,95 MW

Empresa Eléctrica Quito: 758,31 MW

6.4 Cifras de generación

Empresas Generadoras

Empresa	Potencia Efectiva (MW)
Altgenotec	0,99
Brineforcorp	1,00
Cbsenergy	1,00
CELEC-Coca Codo Sinclair	1.541,00
CELEC-Electroguayas	494,03
CELEC-Gensur	196,50
CELEC-Hidroagoyán	436,60
CELEC-Hidroazogues	6,23
CELEC-Hidronación	255,00
CELEC-Hidrotoapi	48,45
CELEC-Sur	2.026,90
CELEC-Termoesmeraldas	217,50
CELEC-Termogas Machala	249,60
CELEC-Termomanabí	189,52
CELEC-Termopichincha	278,15
Consejo Provincial De Tungurahua	0,06
Ecuagesa	27,00
Elecaustro	133,77
Electrisol	1,00
ElitEnergy	38,25
EMAC-BGP	1,70
Enersol	0,49
Epfotovoltaica	2,00
EPMAPS	31,16
Fideicomiso Titularización PHS	30,60
Gasgreen	5,50
Generoca	34,40
Genrenotec	0,99
Gonzanergy	1,00
Gransolar	3,00
Hidroimbabura	0,88

Empresa	Potencia Efectiva (MW)
Hidrosibimbe	16,16
Hidrosierra	10,20
Hidrosigchos	18,39
Hidrotambo	8,00
Hidrotavalo	0,80
Hidroulba	1,00
Hidrovictoria	10,00
I.M. Mejía	1,98
Intervisa Trade	102,00
IPNEGAL	10,36
Lojaenergy	0,70
Municipio Cantón Espejo	0,40
Renova Loja	0,70
Sabiangosolar	0,73
San José de Minas	5,95
San Pedro	1,00
Sanersol	1,00
Sansau	1,00
Saracaysol	1,00
SERMAA EP	0,93
Solchacras	1,00
Solhuaqui	1,00
Solsantonio	1,00
Solsantros	1,00
Surenergy	1,00
Valsolar	1,00
Wildtecsa	1,00
Total empresas generadoras	6.453,53

Empresas Autogeneradoras

Empresa	Potencia Efectiva (MW)
Agrozucar	27,60
Agua y Gas de Sillunchi	0,39
Andes Petro	156,27
Ecoelectric	35,20
Ecoluz	8,40
Electrocordova	0,20
Enermax	15,00
Hidroabanico	37,99
Hidroalto	64,30
Hidronormandía	49,58
Hidrosanbartolo	49,95
Moderna Alimentos	1,65
OCP Ecuador	19,43
Orion	7,63
Perlabí	2,46
Petroecuador	803,56
Pluspetrol	48,21
San Carlos	73,60
Sipec	30,00
Sipenergy S.A.	6,50
UCEM	4,40
UNACEM	24,30
Vicunha	5,86
Total empresas autogeneradoras	1.472,49

Empresas Distribuidoras con Generación

Empresa	Potencia Efectiva (MW)
CNEL-Guayaquil	181,00
E.E. Ambato	6,70
E.E. Centro Sur	0,37
E.E. Cotopaxi	11,88
E.E. Galápagos	8,27
E.E. Norte	12,55
E.E. Quito	128,48
E.E. Riobamba	14,14
E.E. Sur	19,57
Total empresas distribuidoras con generación	382,96

6.5 Cifras de transmisión

Línea de Transmisión Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Número de líneas #	Longitud (km)
Simple Circuito	138	41	2.023,19
	230	25	1.748,82
	500	6	610,00
Total Simple Circuito		72	4.382,01
Doble Circuito	138	15	530,38
	230	24	1.932,32
Total Doble Circuito		39	2.462,70
Total General		111	6.844,71

* Incluyen líneas de interconexión

Línea de Transmisión de Interconexión

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Nombre Línea	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
Simple Circuito	138	Tulcán - Panamericana	7,50	15,50
Total Simple Circuito			7,50	15,50
Doble Circuito	239	Machala - Zorritos	52,72	110,00
		Pimampiro - Jamondino 1	63,02	138,70
		Pimampiro - Jamondino 2	54,20	132,00
Total Doble Circuito			169,94	380,70

Subestaciones y transformadores de Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Reducción	56	95	16.053,28
Móviles - reducción	4	4	195,00
Total	60	99	16.248,28




6.6 Cifras de Distribución

Tabla Nro. 12: Infraestructura de Distribución

Empresa	 Media tensión	 Transformadores		 Baja tensión	 Luminarias		 Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.368,94	6.516	100,76	3.641,20	28.756	4.731,90	71.924
CNEL-El Oro	5.819,76	15.968	711,43	3.858,12	102.935	19.119,68	275.547
CNEL-Esmeraldas	5.032,27	10.838	350,28	3.105,48	58.301	10.377,99	130.943
CNEL-Guayaquil	3.794,43	40.049	2.685,28	5.818,48	195.337	31.989,25	720.467
CNEL-Guayas Los Ríos*	9.040,78	36.000	1.457,10	5.935,57	111.336	20.339,60	366.026
CNEL-Los Ríos	3.821,71	11.455	372,62	2.329,62	36.155	6.641,63	148.610
CNEL-Manabí	8.800,04	31.054	965,92	7.682,00	143.071	25.967,37	353.044
CNEL-Milagro	4.577,09	14.016	464,39	2.332,86	57.076	10.831,94	162.199
CNEL-Sta. Elena	1.609,38	8.284	381,51	1.607,33	45.049	8.326,61	104.857
CNEL-Sto. Domingo	10.399,65	25.523	530,79	6.863,58	93.837	16.599,03	272.660
CNEL-Sucumbíos	5.551,89	11.227	305,37	4.862,18	54.855	7.419,91	109.645
E.E. Ambato	6.319,23	17.605	486,81	8.922,31	155.731	22.562,76	309.248
E.E. Azogues	862,83	2.337	67,76	1.550,61	19.721	3.384,09	41.138
E.E. Centro Sur	10.971,10	29.021	945,45	13.551,45	181.968	33.195,12	440.012
E.E. Cotopaxi	4.538,33	10.904	326,08	6.208,46	64.748	9.757,05	156.738
E.E. Galápagos	370,42	1.298	45,77	278,7	6.661	791,59	14.489
E.E. Norte	6.606,06	19.672	561,72	7.660,68	132.514	18.456,76	277.973
E.E. Quito	9.366,10	44.375	3.113,60	11.276,64	306.524	48.672,53	1.269.992
E.E. Riobamba	4.553,18	15.302	315,5	5.717,99	81.165	10.834,07	190.572
E.E. Sur	8.859,43	20.613	406,34	5.857,42	76.979	9.592,77	230.778
Totales	114.262,63	372.057	14.594,47	109.060,69	1.952.719	319.591,64	5.646.862

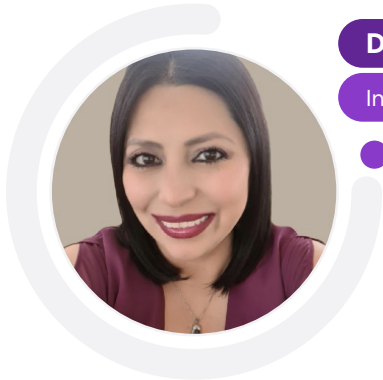
En específico para CNEL Guayas - Los Ríos, las cifras de medidores reportadas corresponden a enero 2024. Debido a que en febrero 2024 en CNEL Guayas - Los Ríos entro en producción el sistema CIS-CRM SAP.

Tabla Nro. 13: Tipo de Consumidores por Empresa Eléctrica de Distribución

Empresa	Consumidores regulados				 Total regulados	 Total no regulados	 Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros			
CNEL-Guayaquil	637.677	74.980	2.140	5.682	720.479	43	720.522
CNEL-Guayas Los Ríos *	342.170	20.451	810	5.949	369.380	14	369.394
CNEL-Manabí	328.491	18.751	490	5.315	353.047	8	353.055
CNEL-El Oro	253.363	18.775	1.566	3.843	277.547	3	277.550
CNEL-Sto. Domingo	241.756	27.225	288	3.408	272.677	4	272.681
CNEL-Milagro	148.277	12.077	187	1.665	162.206	2	162.208
CNEL-Esmeraldas	121.171	7.701	318	2.458	131.648	3	131.651
CNEL-Los Ríos	138.597	7.813	342	1.861	148.613	2	148.615
CNEL-Sta. Elena	96.228	6.733	158	1.748	104.867	2	104.869
CNEL-Sucumbíos	94.673	12.232	454	2.504	109.863	1	109.864
CNEL-Bolívar	66.611	3.733	119	1.467	71.930	-	71.930
E.E. Quito	1.095.039	145.415	12.068	18.270	1.270.792	158	1.270.950
E.E. Centro Sur	393.810	37.868	4.863	7.009	443.550	9	443.559
E.E. Ambato	267.087	30.475	6.100	5.654	309.316	6	309.322
E.E. Norte	242.817	29.058	2.679	3.548	278.102	6	278.108
E.E. Sur	203.514	19.206	1.249	6.931	230.900	2	230.902
E.E. Riobamba	167.057	19.570	660	3.332	190.619	3	190.622
E.E. Cotopaxi	138.867	12.235	3.340	2.364	156.806	3	156.809
E.E. Azogues	37.405	2.767	430	610	41.212	1	41.213
E.E. Galápagos	11.327	2.439	183	558	14.507	-	14.507
Total	5.025.937	509.504	38.444	84.176	5.658.061	270	5.658.331

En específico para CNEL Guayas - Los Ríos, las cifras de consumidores reportadas corresponden a enero 2024. Debido a que en febrero 2024 en CNEL Guayas - Los Ríos entro en producción el sistema CIS-CRM SAP.

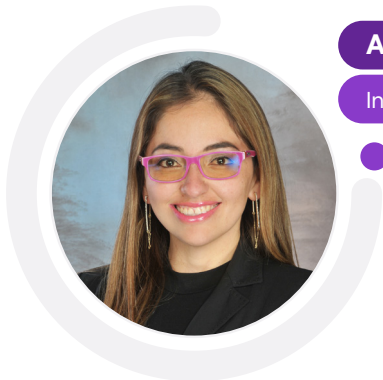
6.7 Autores



Diana Cajamarca

Ingeniera Electrónica

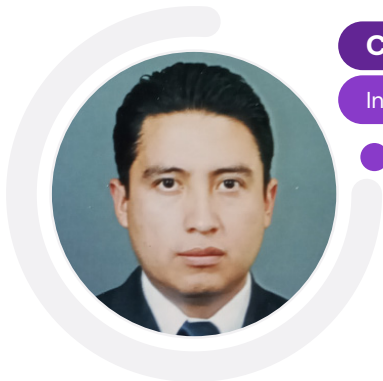
ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Andrea Torres

Ingeniera Eléctrica

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Christian Junia

Ingeniero Eléctrico

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Rodrigo Briones

Ingeniero Eléctrico

ESCANEA EL CÓDIGO PARA VER
EL PERFIL DE LINKEDIN



Créditos de Elaboración y Edición

COORDINACIÓN GENERAL

Geovanna Maila Llumiquinga
Coordinadora Técnica de Regulación
y Control Eléctrico - ARCERNNR

DIRECCIÓN GENERAL

Iván Sánchez Loor
Director de Estudios e Información
del Sector Eléctrico - ARCERNNR

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofía Andrade

AUSPICIO

Banco Interamericano de Desarrollo - BID



CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

Panorama Eléctrico, Edición 22
Quito - Ecuador, mayo 2024
Todos los derechos reservados

PANORAMA
ELÉCTRICO
2024



@ControlRecursosyEnergia



@arc_energiayrecursos



@ARC_EnergiaEc

**Agencia de Regulación y Control de Energía
y Recursos Naturales No Renovables**

