

Septuagésimo Séptimo Informe Mensual

Supervisión del Proyecto “Recuperación de Pérdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero”

Julio 27 de 2023



Contenido

1.	DESCARGO DE RESPONSABILIDAD	5
2.	CONTACTOS DEL PROYECTO.....	6
3.	SIGLAS Y DEFINICIONES.....	6
4.	RESUMEN EJECUTIVO	7
4.1.	Confiabilidad de Servicio.....	8
4.2.	Efectividad del Recaudo y Control de la Mora	11
4.3.	Reducción de Pérdidas Séptimo Año de Operaciones	12
4.4.	Cash Recovery Index (CRI)	15
4.5.	Nota MHI-2023-035	16
4.6.	Nota MHI-2023-036	17
4.7.	Informe Mensual de TI (Síntesis).....	17
4.8.	Presupuesto de Inversiones del Séptimo Año Operacional.....	20
4.9.	Avance de Presupuesto de Inversiones Séptimo Año Operacional	22
5.	REQUISITOS DEL INFORME MENSUAL	22
5.1.	Reporte de Cumplimiento de Niveles de Servicio Técnico	22
5.2.	Efectividad en la Atención de Reportes del COD.....	23
5.3.	Confiabilidad de Servicio Técnico.....	26
5.3.1.	Medición de la Confiabilidad del Servicio Técnico	26
5.3.2.	Resultado de Indicadores Confiabilidad Servicio Técnico.....	27
5.3.3.	Indicadores Confiabilidad Últimos Seis Meses	33
5.3.4.	Indicadores de Confiabilidad del SIN	35
5.4.	Calidad del Servicio Comercial	36
5.4.1.	Procesos PQR's en Clientes Masivos y Corporativos	36
5.4.2.	Llamadas Atendidas y No Atendidas	45
5.4.3.	Principales Indicadores de Atención de Clientes.....	48

5.4.4. Nivel de Satisfacción de Clientes	52
5.4.5. Proceso de Clientes Altos Consumidores	56
5.4.6. Otras PQR's en Canales no Convencionales	59
5.4.7. Aspectos Relevantes de la Operación de Junio'23	60
6. AVANCE DE OBLIGACIONES DEL OPERADOR INVERSIONISTA	60
6.1. Mantenimiento del Sistema de Distribución.....	61
6.2. Sistema Comercial.....	65
6.2.1. Recursos para el Sistema Comercial y Servicio al Cliente	65
6.2.2. Procesos de Lectura de Medidores	65
6.2.2.1. Lectura y Facturación de suministros	67
6.2.2.2. Centro de Gestión de la Medida.....	68
6.2.2.3. Procesos de Facturación	75
6.2.2.4. Consumos Cero	75
6.2.3. Sistemas de Información e InCMS.....	77
6.3. Comportamiento Global de la Facturación, Recaudo y Mora	89
6.3.1. Consumo de Energía Eléctrica en el País	89
6.3.2. Promedios Facturados.....	95
6.3.3. Índice de Efectividad en la Facturación (EF)	104
6.3.4. Efectividad en el Recaudo – Índice ER	107
6.3.5. Efectividad en Recaudación (% ER) por Sector de Consumo	116
6.3.6. Efectividad en el Control de la Mora – Índice ECM	117
6.3.7. Evolución de la Morosidad	124
6.3.8. Efectividad del Corte y Reposición de Servicios.....	139
7. REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS.....	144
7.1. Indicadores de Pérdidas	144
7.2. Balance Energía (Julio ₂₀₂₂ – Junio ₂₀₂₃)	147
7.3. Análisis de Pérdidas por Circuitos	151
7.4. Gestiones de EEH en cuanto a Reducción de Pérdidas.....	158
8. INDICADOR DE PROGRESO EN REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS (CRI).....	159
8.1. Determinación del CRI.....	159

8.2. Proyección del CRI en el Periodo del Contrato	159
8.3. Comportamiento mensual del CRI en la operación de EEH	161
8.4. Comportamiento Anual del CRI en la operación de EEH	166
9. AVANCE PROCESO DE INVERSIONES SEPTIMO AÑO	167
10. OTROS INFORMES SOLICITADOS A MHI	173
10.1. Programa de Reuniones MHI	173
10.2. Notas de MHI y Correspondencia Asociada a Proyectos.....	177
11. COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	179



1. DESCARGO DE RESPONSABILIDAD

Manitoba Hydro International Utility Services, una división de Manitoba Hydro International Ltd. (MHI), ha preparado este documento para el uso exclusivo del Comité Técnico del Fideicomiso (CTF) RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS EN LOS SERVICIOS PRESTADOS POR LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE) PARA LA EJECUCIÓN DEL COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN Y FLUJO FINANCIERO (el "Cliente"), y para los fines previstos en el acuerdo entre MHI y el Cliente bajo el cual se completó este trabajo. El contenido de este documento no está destinado al uso de, ni dependencia por cualquier persona, firma, corporación u otra entidad gubernamental o legal (como "tercera parte"), aparte del cliente.

MHI no garantiza, en forma expresa o implícita a cualquier tercera parte en relación con los contenidos, conclusiones o recomendaciones de este documento. El uso o dependencia de este documento por parte de terceras partes será bajo su propio riesgo y MHI no aceptará ninguna responsabilidad u obligación por las consecuencias que el uso o dependencia de este documento generen a cualquier tercera parte.

Cualquier tercera parte, que use o dependa de este informe, se compromete a:

- a) Indemnizar a MHI, sus filiales, y cualquier persona o entidad que actúe en su nombre ("Indemnizados"), por todas las pérdidas, gastos, daños o gastos sufridos o incurridos por los Indemnizados como resultado del uso o dependencia de dicha tercera parte en este documento.
- b) Libera a los Indemnizados de cualquier y toda responsabilidad por daños directos, indirectos, especiales o consecuentes (incluyendo pero no limitado a pérdida de ingresos o beneficios, datos perdidos o dañados, daño de imagen u otra pérdida comercial o económica) sufridos o incurridos por la tercera parte, o por aquellos que él sea responsable de acuerdo a la ley, como resultado del uso o dependencia de este documento a pesar que esté basado en un contrato, garantía o agravio (incluyendo pero no limitado a negligencia), equidad, responsabilidad rigurosa u otros.

Arturo Iporre Salguero

Consultor Principal de MHI en el Proyecto

aiporre@mhi.ca

27/07/2023

2. CONTACTOS DEL PROYECTO

Nombre	Cargo	Correo Electrónico	Teléfono Celular
Daniel Jacobowitz	Gerente de Proyectos América Latina MHI	djacobowitz@mhi.ca	504 9671 3518
Arturo Iporre	Consultor Principal MHI en Tegucigalpa	aiporre@mhi.ca	504 9719 3981
Eduardo Saavedra	Consultor de Pérdidas y Distribución	esaavedra@mhi.ca	504 9856 2220
José León	Consultor en Operaciones Comerciales de Distribución	jleon@mhi.ca	504 9583 4906

Tabla Nº 1: Ejecutivos y Consultores de MHI (Contactos del Proyecto)

3. SIGLAS Y DEFINICIONES

EEH: Empresa de Energía de Honduras, S. A. de C. V.

CTF: Comité Técnico del Fideicomiso

COALIANZA: Comisión para la Promoción de las Alianzas Público-Privadas.

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

FICOHSA: Banco Financiera Comercial Hondureña, Sociedad Anónima.

CONTRATO DE ALIANZA PÚBLICO-PRIVADA: El Contrato suscrito en fecha dieciocho (18) de febrero del año dos mil dieciséis (2016).

EL SERVICIO: El servicio objeto del Contrato de Alianza Público-Privada.

LA COMPAÑÍA: Se refiere a EEH.

SAPP: Superintendencia de Alianzas Público - Privada

CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

MHI: Manitoba Hydro International Ltd., empresa Supervisora o El Supervisor de El Proyecto.

El Proyecto: Se refiere al proyecto del Fideicomiso de ENEE.

PQR's: Peticiones, Quejas y Reclamos

CNR: Consumo No Registrado, que puede ser fraude o no.



PMA: Promedio Móvil Anual, corresponde al valor promedio de 12 meses en que el último registro del periodo desplaza al primer registro, completando siempre los 12 meses, pero desplazando en un mes la serie de registros. Este indicador así concebido, permite hacer un seguimiento objetivo de la tendencia del comportamiento de una variable.

TAM: Tasa Anual Móvil

TAI: Tiempo de Atención de Incidencias; **TPR:** Tiempo Promedio de Respuesta a Clientes

TPR: Tiempo Promedio de Respuesta

TPE: Tiempo Promedio de Espera de Clientes

TPA: Tiempo Promedio de Atención en Ventanilla a Clientes

TPV: Tiempo Promedio de Visita de Clientes en Oficina, suma de los tiempos (TPE + TPA)

ZDG's: Zonas de Difícil Gestión

RPMAA: Valor de Reducción de Pérdidas Mínima Anual Acumulado año en kWh.

4. RESUMEN EJECUTIVO

Este Septuagésimo Séptimo Informe Mensual, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/06/23 y el 18/07/23 ha sido preparado de conformidad a los Requisitos del Informe Mensual, contenidos en la Cláusula Décimo Quinta, Numeral 3 del Contrato del Supervisor.

Comentario 1 de MHI: Dado que, con motivo del COVID-19, en Empresa Energía Honduras sus técnicos tuvieron que adaptar sus sistemas de Tecnología de información para trabajar de forma remota, el Operador se ha obligado a cambiar todo el modelo de seguridad perimetral, incluyendo upgrade del Fortinet y actualizando desde las puertas de enlace con los operadores de redes (TIGO y Columbus). Lo anterior, ha significado que MHI y ENEE, hasta febrero 2020, no habían podido acceder a la Base de Datos Réplica del InCMS para efectuar la descarga de perfiles del Sistema de Gestión Comercial y con ello disponer de la información de Facturación, insumo fundamental para el Balance de Energía. Sin embargo, a mediados de marzo de 2020 MHI logró acceder a la Base de Datos Réplica del InCMS, por ello, el presente Septuagésimo Séptimo Informe Mensual contiene la información de Pérdidas Eléctricas y de Cash Recovery Index (CRI) hasta el mes de Junio²⁰²³.

Adicionalmente, a partir del mes de septiembre de 2020, MHI ha podido tener acceso a los registros de facturación por tipo de tarifas, lo que ha permitido obtener promedios ponderados de tarifas en función de los volúmenes de venta de kWh, parámetro fundamental para poder calcular los flujos de efectivo disponibles para reembolsar la Inversión Referencial del Operador.



Manitoba
HYDRO INTERNATIONAL

Manitoba Hydro International
211 Commerce Drive
Winnipeg, Manitoba
R3P 1A3 Canada
mhius.ca

4.1. Confiabilidad de Servicio

En la tabla siguiente se muestran los resultados interanuales de Confiabilidad de Servicio Técnico para los Grupos 1 (Localidades => 100,000 habitantes) y 2 (Localidades < 100,000 habitantes). Los indicadores de Confiabilidad de Servicio corresponden al Promedio Móvil Anual de los periodos interanuales ocurridos entre Agosto₂₀₂₁ - Julio₂₀₂₂ y Julio₂₀₂₂ - Junio₂₀₂₃.

Periodo Anual	GRUPO 1				GRUPO 2			
	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
Ago.21 - Jul.22	1.23	1.05	99.83%	1.21	1.07	1.06	99.85%	1.07
Sep.21 - Ago.22	1.24	1.06	99.83%	1.21	1.09	1.09	99.85%	1.07
Oct.21 - Sep.22	1.27	1.11	99.83%	1.20	1.09	1.07	99.85%	1.08
Nov.21 - Oct.22	1.30	1.11	99.82%	1.22	1.05	1.03	99.86%	1.07
Dic.21 - Nov.22	1.27	1.12	99.83%	1.16	1.15	1.10	99.84%	1.05
Ene.22 - Dic.22	1.29	1.17	99.82%	1.11	1.21	1.13	99.83%	1.10
Feb.22 - Ene.23	1.24	1.17	99.83%	1.05	1.31	1.17	99.82%	1.18
Mar.22 - Feb.23	1.25	1.20	99.83%	1.03	1.27	1.16	99.83%	1.14
Abr.22 - Mar.23	1.28	1.23	99.83%	1.03	1.23	1.17	99.83%	1.08
May.22 - Abr.23	1.27	1.24	99.83%	1.02	1.20	1.17	99.84%	1.05
Jun.22 - May.23	1.22	1.24	99.83%	0.99	1.31	1.25	99.82%	1.07
Jul.22 - Jun.23	1.21	1.32	99.83%	0.95	1.38	1.38	99.81%	1.05

Tabla N° 2: Indicadores de Calidad de Servicio

La siguiente tabla muestra una comparación de los indicadores mensuales de confiabilidad de servicio a nivel estacional (Junio₂₀₂₂ vs. Junio₂₀₂₃), en donde se puede observar una mejora de los Niveles de Confiabilidad de Servicio del Grupo 1 (SAIDI, ASAI y CAIDI), una desmejora en SAIFI Grupo1, una desmejora en Grupo 2 (SAIDI, SAIFI, ASAI y una mejora en Grupo 2 CAIDI).

Valores Mes	GRUPO 1 > = 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI G1 (Hrs)	SAIFI G1 (Veces)	ASAI G1 %	CAIDI G1 (Hrs)	SAIDI G2 (Hrs)	SAIFI G2 (Veces)	ASAI G2 %	CAIDI G2 (Hrs)
Jun.2022 de EEH	1.98	1.59	99.73%	1.25	1.78	1.79	99.76%	0.99
Jun.2023 de EEH	1.87	2.56	99.74%	0.73	2.62	3.38	99.64%	0.78
Jun.2022 – Jun.2023	-0.11	0.97	0.02%	-0.51	0.84	1.59	-0.12%	-0.22
Calificación	Mejor	Peor	Mejor	Mejor	Peor	Peor	Peor	Mejor

Tabla Nº 3: Comparación Estacional de Indicadores de Calidad de Servicio

En el gráfico siguiente se muestra la Confiabilidad de Servicio que hoy día ENEE entrega a sus clientes, en cuanto a Numero de Interrupciones por fallas y perturbaciones (Frecuencia de desconexiones), la contribución del Segmento Generación – Transporte es 50.83 % la contribución del Sistema de Distribución 40.99 % y las causas externas 8.18 %.

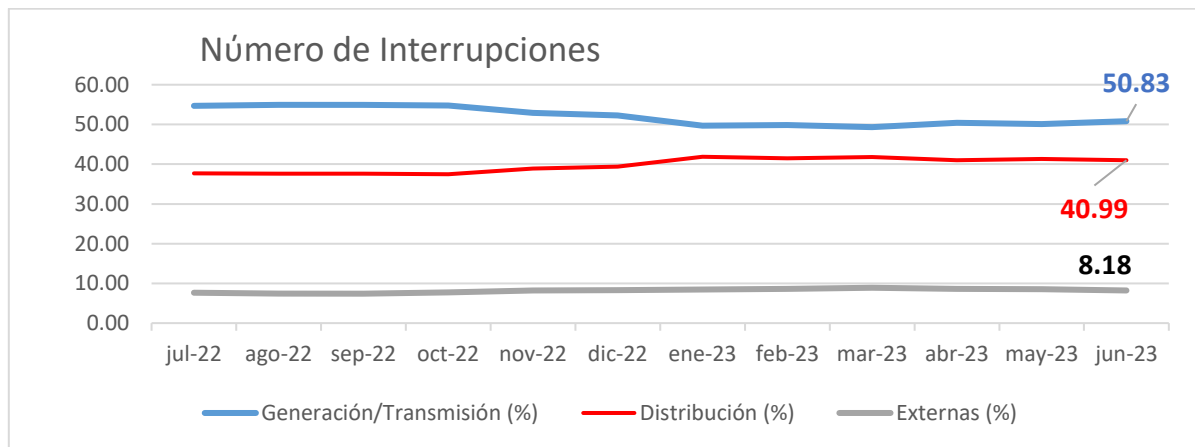


Gráfico Nº 1: Promedio % Cantidad de Desconexiones

En el gráfico siguiente se muestra la Confiabilidad de Servicio que hoy día ENEE entrega a sus clientes, en cuanto a Tiempo Total de Interrupciones por fallas y perturbaciones, la contribución del Segmento Generación – Transporte es 65.66 %, la contribución del Sistema de Distribución es 26.32 % y las causas externas 8.02 %.

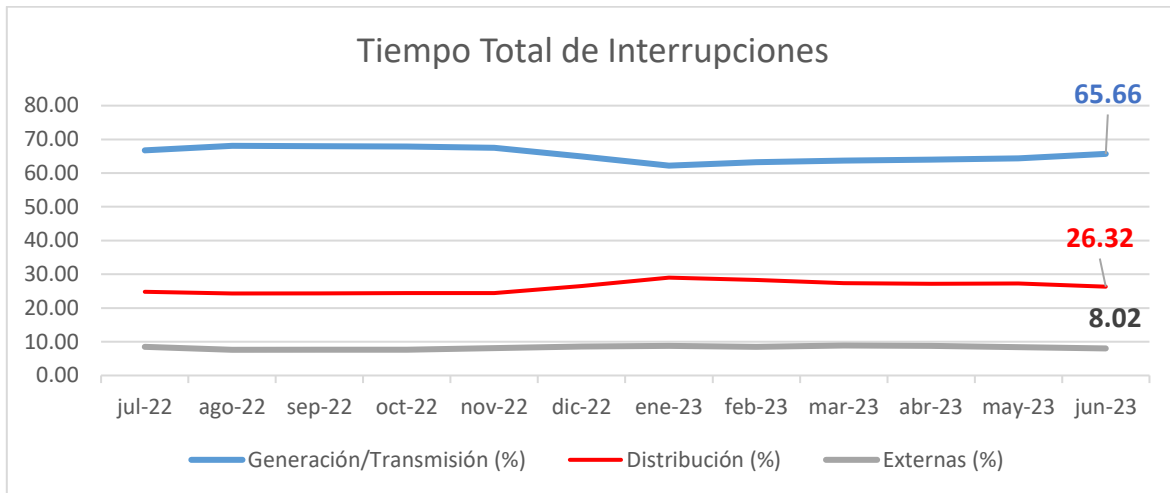


Gráfico Nº 2: Promedio % Duración de Desconexiones

4.2. Efectividad del Recaudo y Control de la Mora

Al mes de Junio₂₀₂₃ la Efectividad Mensual en el Recaudo (Recaudo/Facturación) resultó 96.71 % con un Recaudo Total de MMHNL 2,865.97 sobre una facturación de MMHNL 2,963.55. El Recaudo promedio de 12 meses es de MMHNL 2,706.54 lo que equivale a 98.78 % sobre una facturación promedio de 12 meses de MMHNL 2,739.98. La Efectividad en el Control de la Mora del mes resultó 3.29 % y en términos acumulados 1.22 %.

2022 - 2023								
Meses	Recaudo Total MMHNL	Recaudo Corriente MMHNL	Recaudo de Mora MMHNL	Facturación Mensual MMHNL	Recaudación del Mes / Facturación Mensual (%)	Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	Recaudación del Mes + Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	Efectividad en el Control de la Mora %
Jun.23	2,865.97	2,618.19	247.78	2,963.55	88.35%	8.36%	96.71%	3.29%
Promedio	2,706.54	2,422.22	284.32	2,739.98	88.40%	10.38%	98.78%	1.22%

Tabla Nº 4: Efectividad del Recaudo y Control de la Mora

A continuación, se muestra una tabla con la Efectividad % en el Recaudo (ER) por Sector de Consumo, (Cifras en Millones de Lempiras) para Junio₂₀₂₃.

Sector Consumo	Facturación	Recaudo	% ER
Servicio comunitario	1.79	2.25	125.80%
Gobierno	112.60	114.16	101.39%
Industrial	622.98	625.80	100.45%
Comercial	948.53	940.98	99.20%
Residencial	1,154.64	1,090.07	94.41%
Autónomo	100.74	79.36	78.78%
Municipalidad	22.27	13.35	59.93%
Total	2,963.55	2,865.97	96.71%

Tabla N° 5: Efectividad % en el Recaudo (ER) por Sector de Consumo
(Cifras en Millones de Lempiras)

4.3. Reducción de Pérdidas Séptimo Año de Operaciones

En el capítulo 7 del presente Informe Mensual N° 77, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/06/23 y el 18/07/23, MHI entrega los análisis preliminares de Reducción de Pérdidas hasta Junio₂₀₂₃, que se basan en la información de facturación que MHI extrajo de las bases de datos de réplica de EEH y luego entregó a ENEE para su aplicación.

Por su parte, ENEE ha preparado el Balance de Energía aplicando los acuerdos ENEE-EEH alcanzados hasta el día 18 de septiembre de 2020, fecha en que se llevó a cabo la Sesión N° 30 del Comité de Coordinación en la cual, tanto ENEE como EEH plantearon su posición final en cuanto a cada una de las variables que contiene el Balance de Energía.

Adicionalmente, el Balance efectuado por ENEE se basa en la *Metodología del Cálculo de Pérdidas*, aprobada por el Comité Técnico en Sesión No. 73, celebrada el martes 28 de noviembre de 2017, oportunidad en que, *después que el Supervisor realizara su exposición con los puntos expuestos y después de ser ampliamente discutido, los miembros del Comité Técnico resolvieron autorizar lo siguiente:*

- 1) *Se aprueba la metodología para el cálculo de la reducción de pérdidas*
- 2) *La línea base para la reducción de pérdidas al 30 de noviembre de 2016 es de 31.95%*
- 3) *La metodología para los Balances que incluye las Zonas de Difícil Gestión (ZDG's)*
- 4) *El listado de las Zonas de Difícil Gestión (ZDG's) reconocidos por las municipalidades y levantados por ENEE-EEH*

Al 30 de noviembre de 2017, cuando se haga el cierre del primer año se realizará en base a lo antes expuesto. De igual forma, El Supervisor del proyecto, la empresa Manitoba Hydro International Ltd., deberá presentar al Comité Técnico un análisis del Anexo N° 6 del Contrato del Operador.

La exposición del Supervisor del Proyecto (MHI), efectuada durante la sesión de Comité de Coordinación No. 14, forma parte integral del Acta de la referida sesión.

Comentario 2 de MHI: En Correo electrónico del 17 de julio de 2023, ENEE informa que se actualizaron los valores de energía para las ZDG en el periodo de junio a noviembre 2022.

Con los antecedentes disponibles, al cierre del informe de Junio₂₀₂₃ los resultados que se muestran en las tablas siguientes corresponden al Balance Preliminar de Energía del mes de Junio₂₀₂₃ y acumulado de 12 Meses a Junio₂₀₂₃. Los resultados son los siguientes:

Balance Energía Mensual – Junio 2023	
Energía Entrada (kWh)	906,156,616.59
Energía Distribuida (kWh)	593,760,441.11
Pérdidas Totales (kWh)	312,396,175.49
Pérdida del Mes (%)	34.47%

Tabla N° 6: Balance de Energía Mensual

Variables del Balance - Julio 2022 – Junio 2023	
Energía Entrada (kWh)	9,872,568,813.80
Energía Distribuida (kWh)	6,394,178,547.62
Pérdidas Totales (kWh)	3,478,390,266.18
Pérdida Remanente (%)	35.23%

Tabla N° 7: Balance de Energía Acumulado Últimos 12 meses

Como se puede observar en las tablas anteriores, el porcentaje de pérdidas del mes de Junio₂₀₂₃ (34.47 %) resulta inferior al valor porcentual de la Pérdida Remanente Acumulada. (Pérdida Remanente Acumulada a Junio₂₀₂₃ (35.23 %) La Pérdida Remanente Acumulada continúa sobre el 30%.



Si se compara el valor de Pérdida Remanente de Junio₂₀₂₂ (31.83 %) con el valor de la Pérdida Remanente a Junio₂₀₂₃ (35.23 %) resulta que, entre Junio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃ (Últimos 12 Meses de Operación) las pérdidas remanentes totales de distribución se han incrementado en 3.40 %.

La tabla siguiente muestra los resultados de Pérdidas Remanentes Acumuladas Anuales y la reducción o incremento de pérdidas de cada Año (El resultado [+] implica reducción de la pérdida; el resultado [-] implica incremento de la pérdida):

- Primer Año, conciliado entre ENEE y EEH (4.06 %);
- Segundo Año, aprobado por Comité Técnico (-0.11 %);
- Tercer Año, aprobado por Comité Técnico (-3.79 %);
- Cuarto Año, valor preliminar (-3.19 %);
- Quinto Año, valor preliminar (4.27 %)
- Sexto Año, valor preliminar (-3.19 %).
- Séptimo Año, entre el 1 Dic 2022 y 30 Jun 2023 (-1.33 %)

Entre fechas	% Reducción	% Pérdidas Acumuladas
Entre 1 Dic 2015 y 30 Nov 2016		31.95%
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2017	4.06%	27.89%
Entre 1 Dic 2017 y 30 Nov 2018	-0.11%	28.00%
Entre 1 Dic 2018 y 30 Nov 2019	-3.79%	31.79%
Entre 1 Dic 2019 y 30 Nov 2020	-3.19%	34.97%
Entre 1 Dic 2020 y 30 Nov 2021	4.27%	30.71%
Entre 1 Dic 2021 y 30 Nov 2022	-3.19%	33.90%
Entre 1 Dic 2022 y 30 Jun 2023	-1.33%	35.23%

Tabla N° 8: Reducción o incremento de pérdidas al cierre de cada año operacional

Comentario 3 de MHI: El concepto “Valor Preliminar” se refiere a que el Valor no está aprobado por el Comité Técnico del Fideicomiso.

Comentario 4 de MHI: Los cálculos, análisis y conclusiones de este capítulo del Informe Mensual N° 77, se basan en la información entregada solamente por ENEE, práctica que MHI ha debido efectuar a partir del informe Mensual N° 25 de MHI, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/02/2019 y el 18/03/2019. En aquella oportunidad EEH suspendió la entrega de su Balance de Energía al Supervisor (Tampoco esta información apareció completa en los informes mensuales de EEH). Posteriormente, con nota EEH-GC-2019-01-020 de fecha 06/12/2019, EEH envió a MHI un Balance de Energía, en el que incluyó el aspecto de pérdidas técnicas. El nuevo Balance de Energía que fuera enviado por EEH a solicitud de MHI, el día 24/08/2020, pasó a formar parte de la



información incluida en el Informe Especial MHI-2020-074 del 31 de agosto de 2020, denominado **INFORME DE CIERRE DE MESAS DE TRABAJO PARA EL PROCESO DE CONCILIACION DEL BALANCE DE ENERGÍA Y DETERMINACION DE LA PÉRDIDA REMANENTE, CORRESPONDIENTE AL TERCER AÑO DE OPERACIONES.**

EEH ha manifestado que los datos es posible extraerlos del capítulo Pérdidas del Informe de Gestión Mensual de EEH; sin embargo, si el Operador renovara la entrega de sus balances mensuales de energía a MHI, incluyendo las mismas variables y formatos con que informa ENEE, MHI no tendría inconveniente en agregarlos en sus informes y mostrar un histórico de información del Balance de Energía de EEH, que incluya Energía de Entrada Mensual e Interanual, Energía Distribuida mensual e interanual, Perdida Mensual y Remanente Acumulada con sus respectivos valores físicos y porcentajes. Ello serviría además para el análisis de datos entre ENEE-EEH que se hace, toda vez que MHI debe determinar el valor de la Pérdida Remanente Anual.

4.4. Cash Recovery Index (CRI)

El Cash Recovery Index (CRI) o Indicador del Flujo Efectivo de Fondos, es un indicador de gestión que mide la efectividad con que el Proceso de Reducción y Control de Pérdidas Eléctricas en una empresa distribuidora se traduce en Flujo Efectivo Económico, por cuanto en su cálculo se conjugan las variables físicas provenientes del balance de energía con las variables económicas resultantes de la Facturación y Recaudo en el Proceso Comercial, durante un periodo determinado de tiempo.

La fórmula del CRI es la siguiente:

$$\text{CRI} = (1 - \text{Indicador de Pérdidas}) \times \text{Indicador de Cobranza}$$

$$\text{CRI} = (1 - (\text{E Pérdida GWh} / \text{E ingresada GWh})) \times (\text{E cobrada MMHNL} / \text{E facturada MMHNL})$$

En este proyecto, a excepción del Primer Año, en cada uno de los años operacionales los valores del CRI resultan por debajo de los valores proyectados, debido al incumplimiento en las metas de reducción de pérdidas y en los indicadores de Efectividad del Recaudo durante la operación.

En la tabla y grafico siguientes, se muestra el CRI Proyectado para cada uno de los años operacionales, utilizando los valores de Reducción de Pérdidas y de Efectividad en el Recaudo comprometidos por el Operador en su Contrato, vs. los valores de CRI reales alcanzados en cada año operacional y los excedentes o déficits de su cumplimiento.

Periodo Anual	CRI Proyectado	CRI Real	Déficit
2016 - 2017	68.45%	69.10%	-0.65%
2017 - 2018	72.05%	70.16%	1.89%
2018 - 2019	76.49%	67.50%	8.99%

Periodo Anual	CRI Proyectado	CRI Real	Déficit
2019 - 2020	79.43%	59.19%	20.24%
2020 - 2021	81.39%	67.02%	14.37%
2021 - 2022	82.37%	63.33%	19.04%
2022 - 2023	83.35%		

Tabla Nº 9: CRI Proyectado y Resultante Anual

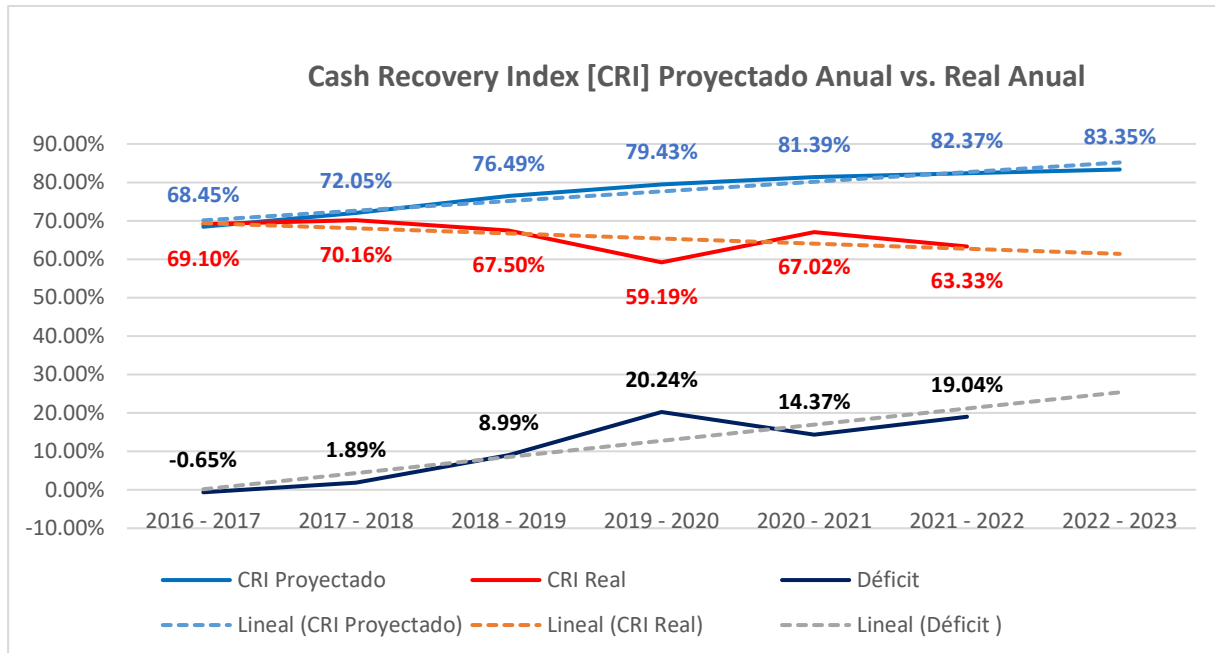


Gráfico Nº 3: Cash Recovery Index (CRI) Proyectado Anual vs. Real Anual

4.5. Nota MHI-2023-035

En Nota MHI-2023-035 de julio 10 de 2023, dirigida al Señor Erick Tejada Carbajal, Gerente General de ENEE, bajo Materia *Opinión Técnica Anexo 6 del Contrato "Reducción Mínima Anual de Pérdidas"*, Manitoba Hydro International Ltd., se refiere al Oficio GG-ENEE-1012-VII-2023, del 3 de julio de 2023, mediante el cual el Gerente General de ENEE manifiesta que en lo relacionado con el Contrato de Alianza Pública Privada para la Reducción de Pérdidas en los Servicios Prestados por ENEE, para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero, suscrito entre otros, por la Empresa Energía Honduras "EEH" y Empresa Nacional de Energía Eléctrica "ENEE", asiduamente en lo que se refiere al Anexo 6 del Contrato: "Reducción Mínima Anual de Pérdidas", requieren el pronunciamiento de la postura técnica definitiva del Supervisor MHI con respecto a las modificaciones realizadas, o que precisa el Anexo 6 del referido contrato.

Al respecto, en el anexo de la Nota MHI-2023-035 el Supervisor MHI informa su opinión técnica.



4.6. Nota MHI-2023-036

En Nota MHI-2023-036, bajo Materia *Respuesta Oficio N° CTENEE-073-2023*, dirigida a la Ingeniera Delmy Padilla, miembro de la Comisión de Transición de ENEE, Manitoba Hydro International Ltd., manifiesta que conforme a la solicitud presentada en Oficio N° CTENEE-073-2023, se informa los Cronogramas de Actividades de la revisión de los Bienes del Contrato y del Fideicomiso que se están llevando a cabo entre MHI como Supervisión y el Operador Empresa Energía Honduras. Al respecto, se solicita informar a MHI respecto al personal de ENEE que participará en este proceso.

4.7. Informe Mensual de TI (Síntesis)

En el Reporte Mensual de TI de Junio 30 de 2023, el Consultor Especialista en TI de MHI, Ing. Dan Lohr, se refiere a la situación actual de TI en EEH.

Resumen de Actualización de MHI – TI-EEH – Junio 2023

1.0 Resumen de actualización mensual de TI EEH

EEH y ENEE continúan enfocando sus esfuerzos en el proyecto de transición de EEH a ENEE. Ambas organizaciones siguen avanzando significativamente en la ejecución de las actividades de transferencia de conocimientos de TI de EEH a ENEE y están a tiempo de completar esto a mediados de julio de 2023.

ENEE ha completado el 92% del trabajo necesario para analizar y asegurar ofertas de los proveedores de EEH que tienen contratos de subcontratación. Sin embargo, dos de los contratos clave de TI actualmente todavía están en negociación, con problemas importantes sin resolver.

En estos momentos, ENEE está esperando una extensión en la transición y financiamiento antes de firmar cualquier nuevo contrato con proveedores después de la toma de control. MHI está preocupado de que ENEE no sea capaz de cerrar estos contratos lo suficientemente pronto para evitar posibles interrupciones operativas después de la terminación del contrato con EEH el 18 de agosto de 2023.

ENEE continúa trabajando en las actividades relacionadas con el subproyecto de adquisición de activos y operaciones de EEH, y ha indicado que ahora están esperando la aprobación de los planes, el cronograma y los requisitos de financiamiento para estas actividades.

Se esperaba que estas aprobaciones se hubieran concedido a mediados de junio de 2023 para asegurar suficiente tiempo para completar las actividades previas a la toma de control antes del 18 de agosto de 2023.



MHI está preocupada de que mientras más tiempo tomen las aprobaciones, mayores serán las posibilidades de una interrupción operativa el 18 de agosto de 2023 y más allá de ello. Ahora quedan menos de seis semanas para que ENEE complete las actividades críticas previas a la toma de control.

Las siguientes son las principales actividades de transición trabajadas en junio:

- El proceso de transferencia de conocimientos de TI, incluyendo la entrega de documentación de TI y la capacitación de expertos funcionales de ENEE en aplicaciones, operaciones e infraestructura de TI. EEH ha completado ahora más del 90% de las sesiones de transferencia de conocimiento planificadas y está en camino de finalizarlas a mediados de julio de 2023.
- La revisión de los contratos de tecnologías de la información (TI) de EEH por parte de ENEE y las reuniones de seguimiento con los proveedores para negociar y solicitar nuevos contratos propuestos después de la toma de control por parte de ENEE, siguen en marcha.

ENEE sigue progresando en esta actividad, con el 92% de los contratos ya revisados y las renegociaciones con los proveedores en curso. ENEE ha recibido ofertas de aquellos proveedores a los que les ha pedido nuevos contratos a partir del 18 de agosto de 2023. Sin embargo, las negociaciones se han estancado con dos proveedores clave: *Soluciones Globales con soporte a SOEEH/SIAPEEH* y *Comware con el Centro de Atención al Cliente subcontratado*.

- La propuesta de solicitud de ENEE para una extensión de transición provisional de uno o dos años para continuar operando la distribución/comercialización bajo contratos, personal, instalaciones, equipo, etc. existentes. Esta propuesta está siendo revisada y se espera que sea adoptada.
- La planificación y programación en curso de la toma de control de las operaciones de EEH el 18 de agosto de 2023. El Departamento de TI de ENEE ha desarrollado la mayor parte de sus planes para la toma de control de EEH y ahora está trabajando en obtener el inventario de activos de EEH para poder planificar su verificación y adquisición. El plan de transición se está desarrollando bajo supuestos tales como una extensión en la transición, retención del personal operativo actual de EEH y sus instalaciones, aprobación del presupuesto solicitado, aprobación de la renegociación de los contratos de proveedores de EEH, entre otros.

EEH casi ha completado el proyecto de actualización y ampliación del sistema SCADA, quedando solo algunos elementos por implementar en julio de 2023 (La interfaz EnerGIS y la interfaz ENEE SCADA ODS). El nuevo sistema SCADA ahora controla 52 subestaciones (en comparación con las 7 del antiguo sistema) y 440 RTU's (en comparación con los 66 del antiguo sistema) que fueron detalladas en el proyecto.

El otro gran proyecto de TI restante, las mejoras de EnerGIS, también se está acercando a su finalización y se espera que el último elemento esté en producción a mediados de julio de 2023.



EEH no tiene previsto llevar a cabo otros grandes proyectos de TI, ya que se centra en mantener sus aplicaciones e infraestructuras actuales y apoyar el proyecto de transición de EEH a ENEE.

Recomendaciones relacionadas con el proyecto de transición de EEH a ENEE:

1. Establecer fechas para las decisiones clave relacionadas con el proceso de transición. Las decisiones clave incluyen:
 - 1) La aprobación de la extensión de la transición de EEH por un período determinado de tiempo,
 - 2) La aprobación de la financiación para la extensión/renegociación/mitigación de cada uno de los contratos de TI de EEH que vencen en agosto de 2023,
 - 3) La aprobación de la estrategia y financiación para la contratación de personal en las operaciones de TI,
 - 4) La aprobación y financiación de la estrategia para las instalaciones e infraestructuras de EEH (oficinas, equipos, comunicaciones, etc.).
 - 5) Desarrollar una matriz con las fechas requeridas para estas decisiones y aprobaciones, con las implicaciones de no cumplir con estas fechas, y proporcionar esta matriz a los principales interesados.
2. Monitorear el proceso de transferencia de conocimientos de TI para asegurarse de que se están cumpliendo los requisitos para permitir que ENEE gestione y apoye eficazmente las operaciones de TI a partir del 18 de agosto de 2023. Esto debería incluir un proceso de aprobación por parte de EEH y ENEE después de completar cada una de las áreas de transferencia de conocimientos de TI.

La aprobación incluiría el reconocimiento de que se ha proporcionado toda la documentación requerida y que se ha completado con éxito la formación del personal asignado de ENEE.

Tanto ENEE como EEH han indicado que el proceso de transferencia de conocimientos está yendo por buen camino y según lo programado, pero aun así se recomienda tener un procedimiento formal de aprobación para garantizar la transparencia.

3. Desarrollar un plan detallado y un calendario para las actividades de transición requeridas para la toma física de control antes del 18 de agosto de 2023. Esto incluirá actividades como:
 - 1) La inserción del equipo directivo de ENEE en la operación de EEH que se va,
 - 2) La formación del personal de ENEE por parte del personal de EEH para ser insertados en la operación,
 - 3) La Capacitación del personal de EEH requerida debido a las nuevas políticas y procedimientos que se agregaran en las operaciones de EEH,
 - 4) La revisión y aprobación de la toma de posesión de los activos de EEH,
 - 5) La Adición del personal de ENEE en las operaciones de EEH (si es necesario),



- 6) La configuración, renovación, reemplazo de los activos de EEH existentes si es necesario (o adición de nuevos activos en las operaciones de EEH),
- 7) El desarrollo e incorporación de nuevas políticas, procedimientos y estándares en las operaciones de EEH según sea necesario. ENEE ha indicado que está trabajando en planes de transición detallados, pero es fundamental que esto se complete lo antes posible para permitir una transición sin problemas.

ENEE ha indicado que su plan de transición se completará a mediados de junio y estará listo para su revisión y aprobación en ese momento.

4.8. Presupuesto de Inversiones del Séptimo Año Operacional

El Presupuesto de Inversiones del Séptimo Año de Operaciones, por US\$ 17,849,171.88 (Diecisiete millones ochocientos cuarenta y nueve mil ciento setenta y un dólares americanos con 88/100), fue remitido por el Inversionista Operador al Comité Técnico el 29 de julio de 2022, con Nota EEH-GG-2022-01-4500, bajo Asunto *Propuesta Plan de Inversión Referencial Séptimo Año de Operaciones EEH*, con lo que se iniciaron los análisis del proceso de revisión.

El Informe MHI-2022-056 recoge lo analizado y acordado con los representantes de ENEE, EEH y MHI en sesiones de Mesas de Trabajo celebradas los días 15, 17 y 31 de agosto de 2022.

Seguidamente MHI propuso al Comité Técnico del Fideicomiso dar por recibido el informe MHI-2022-056, que contiene el Plan de Inversiones del Séptimo Año de Operaciones de EEH con un Presupuesto de US\$ 17,792,671.89 (Diecisiete Millones setecientos noventa y dos mil seis cientos setenta y un dólares americanos con 89/100), para que sea validado por ENEE y sometido a aprobación del Comité Técnico.

- El Presupuesto de Inversiones del Año 7 fue aprobado en Sesión Extraordinaria Virtual de Comité Técnico No. 183, celebrada el lunes 31 de octubre de 2022, punto 4. Temas de Discusión, subíndice 4.2 denominado *Presupuesto de Inversiones correspondientes al 7mo Año de Operaciones, MHI-2022-056*.
- Con Memorando GG-1333-2022 de fecha 31 de octubre de 2022, el Gerente General de ENEE solicita al Comité Técnico del Fideicomiso su pronunciamiento en base al memorándum GCT-60-X-2022 presentado por la Gerencia de Coordinación Técnica y la Gerencia de Distribución, en que se solicita anular el Plan de Inversiones para el Año 7 aprobado por el Comité Técnico del Fideicomiso en el marco del Fideicomiso con EEH.
- Con Oficio N° GGENEE-1321-XI-2022, del 24/11/2022, bajo Referencia *Mesas de Trabajo Plan de Inversión del Año 7*, el Gerente General de ENEE solicita que se proceda a convocar a las partes intervinientes en las mesas de trabajo, mismas que se llevaran a cabo los días 24 y 25 de noviembre del año en curso en los horarios siguientes:

Jueves 24/11/2022 1:00 PM a 4:00 PM.



4.9. Avance de Presupuesto de Inversiones Séptimo Año Operacional

- Al mes de junio de 2023, EEH no reporta ejecución física en las líneas de inversión asociadas a la medición de energía (control de energía). Esto debido a solicitud de anulación por parte de la ENEE del plan de inversiones aprobado por Comité Técnico del Fideicomiso en sesión 183.
- En el mes de Junio₂₀₂₃, EEH presenta una ejecución financiera de **US\$ 570,782.08**, inversión que de momento no está respaldada por un Plan de Inversiones aprobado por el Comité Técnico del Fideicomiso.
- De forma acumulada, EEH reporta una ejecución total por un monto de **USD 704,111.94**. Esta cifra global corresponde a inversiones realizadas durante el Séptimo Año Operacional en las líneas de inversión 11 (Reducción de Pérdidas Técnicas en la Red de Distribución), 15 (Marcación de Postería) y 16 (Remodelación y Ampliación del sistema SCADA). Si se toma como referencia el presupuesto aprobado por Comité Técnico del Fideicomiso en sesión 183 (posteriormente anulado), este monto representa el **3.96%** del Presupuesto correspondiente al Séptimo Año Operacional.

5. REQUISITOS DEL INFORME MENSUAL

Este Septuagésimo Séptimo Informe Mensual, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/06/2023 y el 18/07/2023, ha sido preparado de conformidad a los Requisitos del Informe Mensual, contenidos en la Cláusula Décima Quinta, Numeral 3 del Contrato del Supervisor, que establece que MHI deberá presentar informes mensuales a partir del séptimo mes de Vigencia del Contrato.

El presente informe contiene:

1. El reporte de cumplimiento de los Niveles de Servicio;
2. El reporte del avance de las obligaciones del Operador Inversionista;
3. Otros reportes que le sean solicitados; y
4. Las conclusiones y recomendaciones que corresponde.

5.1. Reporte de Cumplimiento de Niveles de Servicio Técnico

A continuación, se entrega un Reporte de la Situación Actual del Proyecto, en cuanto al Cumplimiento de los Niveles de Servicio en los principales sistemas y procesos que comprometen



a EEH en su optimización, esto es, Efectividad en la Atención de Reportes del Centro de Operaciones de Distribución (COD), Cumplimiento de los Niveles de Confiabilidad de Servicio (SAIDI, SAIFI, CAIDI y ASAI) y Cumplimiento en los Niveles de Calidad de Atención del Servicio Comercial, es decir, soluciones a Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR's).

Con relación al cumplimiento de los Niveles de Confiabilidad de Servicio Técnico, éstos se caracterizan por una serie de indicadores de confiabilidad de servicio del tipo PMA (Promedio Móvil Anual) de 12 meses de operaciones de EEH y una comparación estacional mensual Junio₂₀₂₂ vs. Junio₂₀₂₃.

5.2. Efectividad en la Atención de Reportes del COD

En el presente capítulo, MHI da cuenta del análisis efectuado en cuanto a Efectividad en la Atención de Reportes del Centro de Operaciones de Distribución (COD), provenientes del Call Center de EEH.

Se ha definido EAR_{COD} como el Índice de Efectividad en la Atención de Reportes Emitidos por el COD, relacionados con incidencias en la Red de Distribución.

EAR_{COD} = Reparaciones Efectivas / Ordenes Efectivas Reportados por el COD.

En Junio₂₀₂₃, el COD recibió 8,455 Ordenes Efectivas; se atendieron 8,455 reportes, o sea el EAR_{COD} de Junio₂₀₂₃ (Efectividad en la Atención de Reclamos al COD) resultó 100.00 %.

En la tabla siguiente se presentan los valores informados por EEH entre Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃ a nivel Mensual y Promedio Móvil Anual (PMA) expresados en %.

Mes	Ingresadas a COD Mes Actual	No Corresponden Mes Actual	Otros Mes Actual	Reparado Exclusión Evento Externo	Pendientes Mes Anterior	Ordenes Efectivas Total	Reparaciones Mes Actual	Pendientes Mes Actual	Efectividad por Mes	Promedio Móvil Anual
Jul. 2022	11,439	3,885	625	0	0	6,929	6,929	0	100.00%	100.00%
Ago. 2022	8,817	4,918	708	0	0	3,191	3,191	0	100.00%	100.00%
Sep. 2022	14,178	5,001	709	0	0	8,468	8,468	0	100.00%	100.00%
Oct. 2022	11,825	4,161	717	0	0	6,947	6,947	0	100.00%	100.00%
Nov. 2022	9,617	3,313	539	0	0	5,765	5,765	0	100.00%	100.00%
Dic. 2022	8,838	2,989	412	0	0	5,437	5,437	0	100.00%	100.00%
Ene. 2023	8,597	2,728	546	0	0	5,323	5,323	0	100.00%	100.00%
Feb. 2023	8,275	2,771	540	0	0	4,964	4,964	0	100.00%	100.00%
Mar. 2023	10,817	3,858	645	0	0	6,314	6,314	0	100.00%	100.00%
Abr. 2023	9,833	3,735	493	0	0	5,605	5,605	0	100.00%	100.00%
May. 2023	13,194	5,205	817	0	0	7,172	7,172	0	100.00%	100.00%
Jun. 2023	15,328	6,225	648	0	0	8,455	8,455	0	100.00%	100.00%

Tabla Nº 10: Avisos Reparados por Operaciones / Avisos Reportados por el COD

En el siguiente gráfico se observa el comportamiento de la Efectividad en la Atención de Reclamos del COD por Mes y del **EAR_{COD}** a nivel Promedio Móvil Anual (PMA), correspondiente a los meses comprendidos entre Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃.

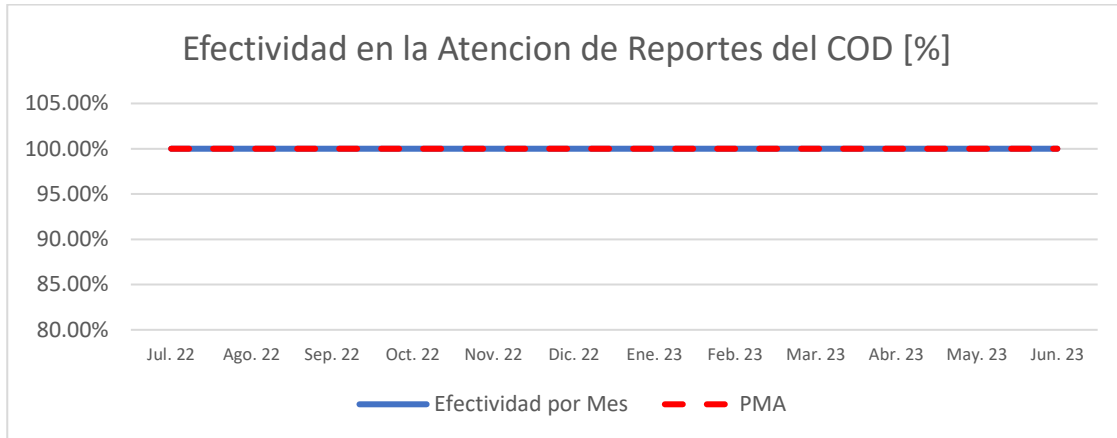


Gráfico N° 4: Efectividad en la Atención de Incidencias en la red de Distribución

En la tabla y gráfico siguientes se muestra la Evolución de los Tiempos Promedio de Atención de Incidencias (TAI) entre Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃., que para Junio₂₀₂₃ resultó en 6.19 hrs., con promedio de 12 meses 5.34 hrs.

El Tiempo Promedio de Atención de Incidencias (TAI), se entiende desde que es recibida la llamada hasta que la incidencia se soluciona.

Mes	TAI [hrs]
Jul-22	5.40
Aug-22	5.97
Sep-22	7.52
Oct-22	5.74
Nov-22	4.98
Dec-22	5.69
Jan-23	3.29
Feb-23	3.36
Mar-23	4.30
Apr-23	4.71
May-23	6.90
Jun-23	6.19
Promedio	5.34

Tabla N° 11: Tiempo de Atención de Incidencias (TAI) – Hrs.

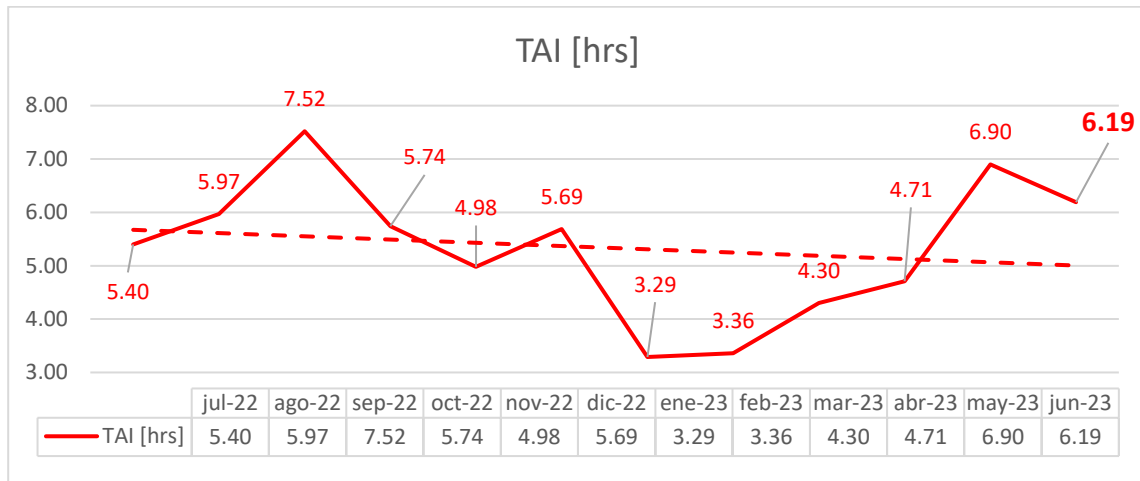


Gráfico Nº 5: Tiempo Promedio de Atención de Incidencias (TAI)

5.3. Confiabilidad de Servicio Técnico

La confiabilidad del servicio técnico se evalúa sobre la base de la frecuencia y la duración de las interrupciones de servicio eléctrico a los clientes.

5.3.1. Medición de la Confiabilidad del Servicio Técnico

Indicadores Globales de Confiabilidad de Servicio

Previo a mostrar y analizar los resultados mensuales de la operación de EEH, en cuanto a Confiabilidad del Servicio Técnico, a continuación, se presenta una descripción de los principales indicadores.

Para estos índices, EEH considera dos grupos; uno para localidades iguales o superiores a 100.000 habitantes (Grupo 1) y otro para localidades inferiores a 100.000 habitantes (Grupo 2).

Indicadores requeridos en el Contrato:

SAIFI = Frecuencia Media de Interrupciones por Cliente (por Año o por mes).

SAIDI = Tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año (o por mes).

Indicadores adicionales propuestos por MHI:

CAIDI = Duración promedio de cada interrupción = **SAIDI / SAIFI**



ASAI = Disponibilidad promedio del sistema = $1 - (\text{SAIDI} / 8.760)$ para un año o $1 - (\text{SAIDI} / 730)$ para un mes.

Significado en Inglés de los Indicadores de Confiabilidad de Servicio:

SAIFI = System Average Interruption Frequency Index (per Year or per month).

SAIDI = System Average Interruption Duration Index, (per year or per month).

CAIDI = Customer Average Interruption Duration Index = SAIDI / SAIFI

ASAI = Average System Availability Index or Reliability Index = $1 - (\text{SAIDI} / 730)$

Las interrupciones que se computan son todas aquellas cuya duración sea superior a tres minutos, quedando excluidas las que presenten una duración inferior o igual a ese lapso.

Dado que la cobertura del Sistema SCADA se ejecuta a nivel de circuitos en Media Tensión de Distribución, los Indicadores de Confiabilidad de Servicio representan la Confiabilidad del Sistema a nivel de Media Tensión.

EEH incluye en sus indicadores los tiempos de desconexión en que sectores de la red de Distribución se encuentran sometidos a programas de mantenimiento preventivo, que para poder efectuarlos hay que desenergizarlos.

5.3.2. Resultado de Indicadores Confiabilidad Servicio Técnico

En cuanto a Indicadores de Confiabilidad de Servicio Técnico, en la tabla siguiente se muestran los resultados mensuales para los Grupos 1 y 2 entre Junio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃.

Mes	GRUPO 1 >= 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
Jun.22	1.98	1.59	99.73%	1.25	1.78	1.79	99.76%	0.99
Jul.22	1.15	1.12	99.84%	1.03	0.99	0.81	99.86%	1.22
Ago.22	1.35	1.41	99.82%	0.96	1.51	1.70	99.79%	0.89
Sep.22	1.62	1.64	99.78%	0.99	1.05	1.44	99.86%	0.73
Oct.22	1.16	1.00	99.84%	1.16	1.04	1.11	99.86%	0.94
Nov.22	0.95	0.84	99.87%	1.13	1.67	1.16	99.77%	1.44
Dic.22	0.82	1.01	99.89%	0.81	1.10	1.03	99.85%	1.07
Ene.23	0.74	0.73	99.90%	1.01	1.51	0.97	99.79%	1.56
Feb.23	0.74	0.95	99.90%	0.78	0.80	0.69	99.89%	1.16
Mar.23	1.12	1.28	99.85%	0.88	0.75	0.88	99.90%	0.85
Abr.23	1.55	1.33	99.79%	1.17	0.95	1.11	99.87%	0.86
May.23	1.43	1.97	99.80%	0.73	2.61	2.30	99.64%	1.13
Jun.23	1.87	2.56	99.74%	0.73	2.62	3.38	99.64%	0.78

Tabla Nº 12: Indicadores de Confiabilidad de Servicio



El gráfico siguiente muestra los indicadores mensuales de confiabilidad de servicio resultantes para el Grupo1 entre Junio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃

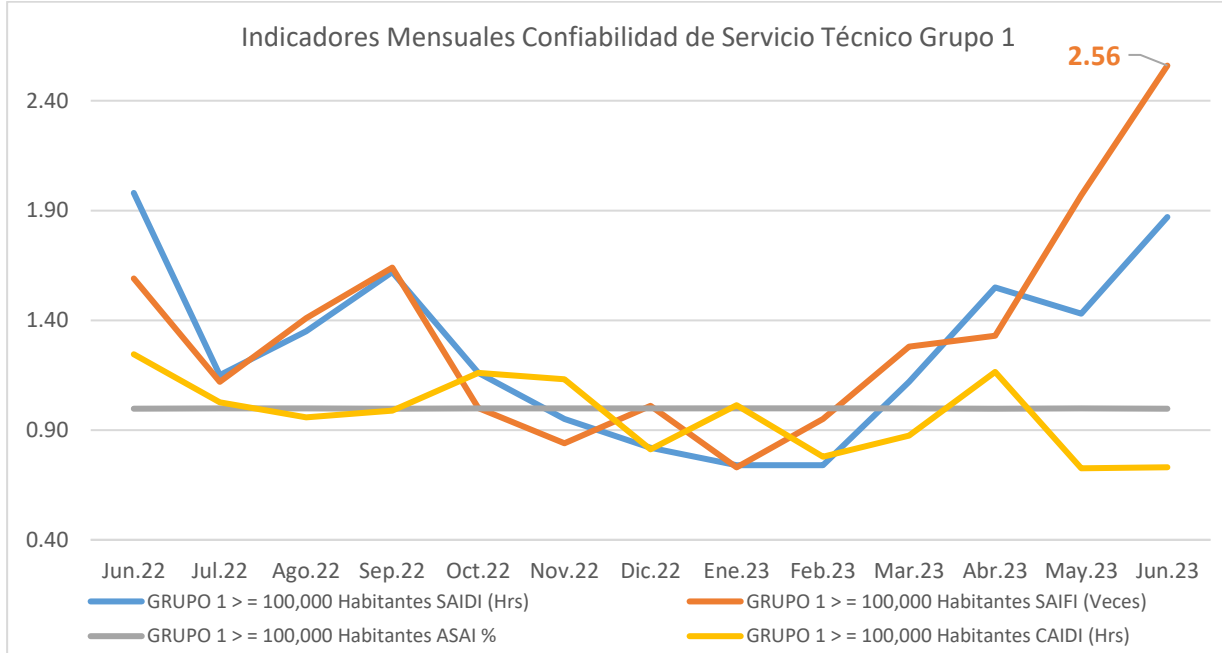


Gráfico Nº 6: Indicadores Mes Confiabilidad de Servicio Grupo 1

El gráfico siguiente muestra los indicadores mensuales de confiabilidad de servicio resultantes para el Grupo2 entre Junio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃

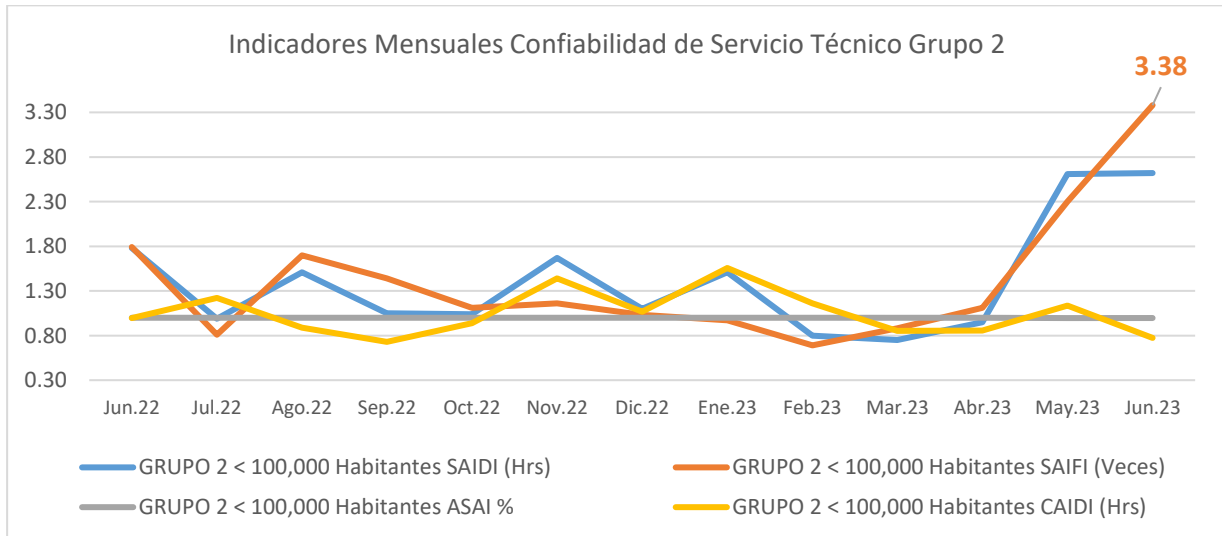


Gráfico Nº 7: Indicadores Mes Confiabilidad de Servicio Grupo 2

La siguiente tabla muestra una comparación de los indicadores mensuales de confiabilidad de servicio a nivel estacional (Junio₂₀₂₂ vs. Junio₂₀₂₃), en donde se puede observar una mejora de los Niveles de Confiabilidad de Servicio del Grupo 1 (SAIDI, ASAI y CAIDI), una desmejora en SAIFI Grupo1, una desmejora en Grupo 2 (SAIDI, SAIFI, ASAI y una mejora en Grupo 2 CAIDI).

Valores Mes	GRUPO 1 >= 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI G1 (Hrs)	SAIFI G1 (Veces)	ASAI G1 %	CAIDI G1 (Hrs)	SAIDI G2 (Hrs)	SAIFI G2 (Veces)	ASAI G2 %	CAIDI G2 (Hrs)
Jun.2022 de EEH	1.98	1.59	99.73%	1.25	1.78	1.79	99.76%	0.99
Jun.2023 de EEH	1.87	2.56	99.74%	0.73	2.62	3.38	99.64%	0.78
Jun.2022 – Jun.2023	-0.11	0.97	0.02%	-0.51	0.84	1.59	-0.12%	-0.22
Calificación	Mejor	Peor	Mejor	Mejor	Peor	Peor	Peor	Mejor

Tabla N° 13: Comparación Estacional de Indicadores de Calidad de Servicio

Adicionalmente, se ha confeccionado una segunda tabla en la que se muestran los resultados interanuales de Confiabilidad de Servicio Técnico para los Grupos 1 (Localidades => 100,000 habitantes) y 2 (Localidades < 100,000 habitantes). Los indicadores de Confiabilidad de Servicio corresponden al Promedio Móvil Anual de los periodos interanuales ocurridos entre Agosto₂₀₂₁ – Julio₂₀₂₂ y Julio₂₀₂₂ – Junio₂₀₂₃.

Periodo Anual	GRUPO 1				GRUPO 2			
	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
Ago.21 - Jul.22	1.23	1.05	99.83%	1.21	1.07	1.06	99.85%	1.07
Sep.21 - Ago.22	1.24	1.06	99.83%	1.21	1.09	1.09	99.85%	1.07
Oct.21 - Sep.22	1.27	1.11	99.83%	1.20	1.09	1.07	99.85%	1.08
Nov.21 - Oct.22	1.30	1.11	99.82%	1.22	1.05	1.03	99.86%	1.07
Dic.21 - Nov.22	1.27	1.12	99.83%	1.16	1.15	1.10	99.84%	1.05
Ene.22 - Dic.22	1.29	1.17	99.82%	1.11	1.21	1.13	99.83%	1.10
Feb.22 - Ene.23	1.24	1.17	99.83%	1.05	1.31	1.17	99.82%	1.18
Mar.22 - Feb.23	1.25	1.20	99.83%	1.03	1.27	1.16	99.83%	1.14
Abr.22 - Mar.23	1.28	1.23	99.83%	1.03	1.23	1.17	99.83%	1.08
May.22 - Abr.23	1.27	1.24	99.83%	1.02	1.20	1.17	99.84%	1.05
Jun.22 - May.23	1.22	1.24	99.83%	0.99	1.31	1.25	99.82%	1.07
Jul.22 - Jun.23	1.21	1.32	99.83%	0.95	1.38	1.38	99.81%	1.05

Tabla N° 14: Indicadores PAP y PMA de Confiabilidad de Servicio

El gráfico siguiente muestra el Promedio Móvil Anual (PMA) de Indicadores de Confiabilidad de Servicio del Grupo 1 para los periodos interanuales Agosto₂₀₂₁ – Julio₂₀₂₂ y Julio₂₀₂₂ – Junio₂₀₂₃.

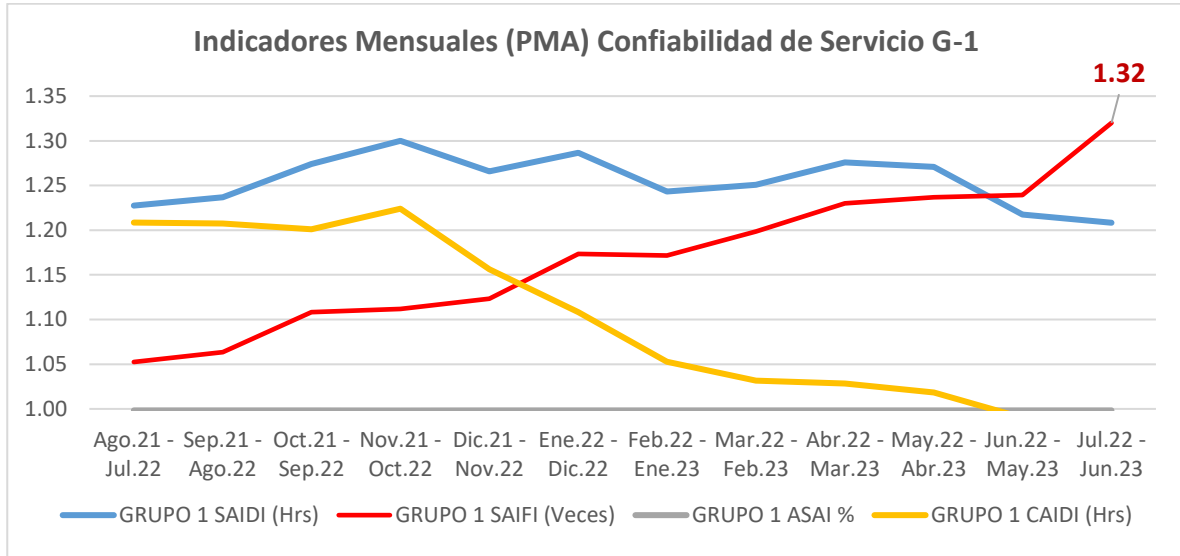


Gráfico Nº 8: Promedio Móvil Anual de Indicadores de Confiabilidad de Servicio Grupo 1

El gráfico siguiente muestra el Promedio Móvil Anual (PMA) de Indicadores de Confiabilidad de Servicio del Grupo 2 para los periodos interanuales Agosto₂₀₂₁ – Julio₂₀₂₂ y Julio₂₀₂₂ – Junio₂₀₂₃.

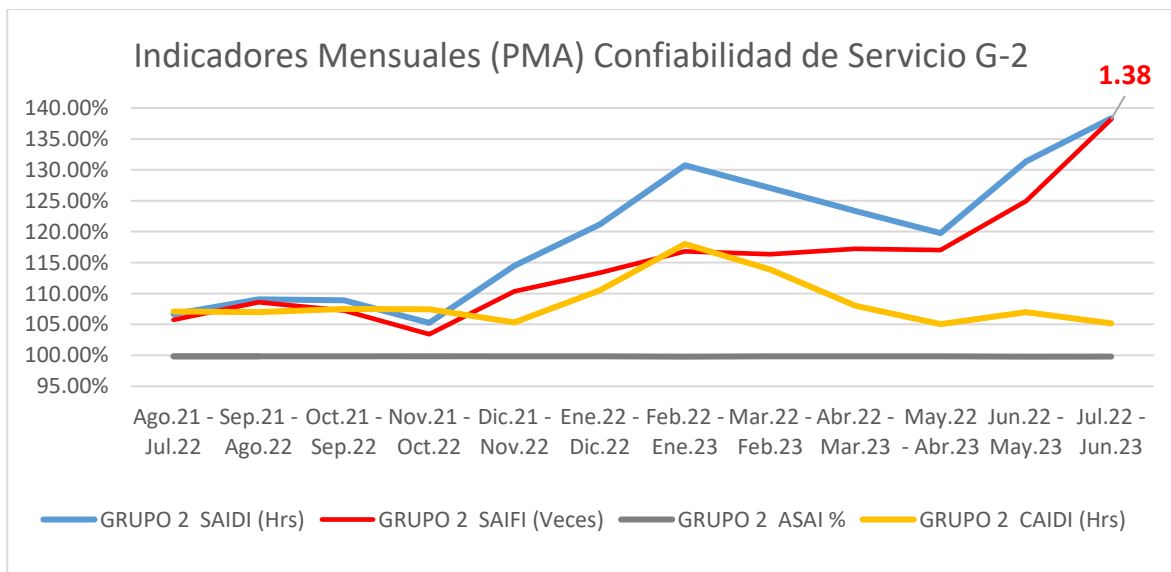


Gráfico Nº 9: Promedio Móvil Anual de Indicadores de Confiabilidad de Servicio Grupo 2

5.3.3. Indicadores Confiabilidad Últimos Seis Meses

En Mayo₂₀₁₉ MHI observó que se produjo un deterioro en la confiabilidad de servicio técnico, que en algunos casos alcanzó valores similares a los de Septiembre₂₀₁₆ (Fecha de Entrada en Operaciones). Por esa razón, se diseñó una tabla específica para controlar en cada mes el comportamiento de los indicadores de confiabilidad de servicio de los últimos seis meses.

Mes	GRUPO 1 >= 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
Ene.23	0.74	0.73	99.90%	1.01	1.51	0.97	99.79%	1.56
Feb.23	0.74	0.95	99.90%	0.78	0.80	0.69	99.89%	1.16
Mar.23	1.12	1.28	99.85%	0.88	0.75	0.88	99.90%	0.85
Abr.23	1.55	1.33	99.79%	1.17	0.95	1.11	99.87%	0.86
May.23	1.43	1.97	99.80%	0.73	2.61	2.30	99.64%	1.13
Jun.23	1.87	2.56	99.74%	0.73	2.62	3.38	99.64%	0.78

Tabla N° 15: Indicadores Mensuales de Confiabilidad de Servicio Últimos Seis Meses

En Junio₂₀₂₃, respecto de Mayo₂₀₂₃ en el Grupo 1, el SAIDI desmejora desde 1.43 a 1.87 hrs. El SAIFI desmejora desde 1.97 veces a 2.56 veces, el ASAI desmejora desde 99.80 % a 99.74 % y el CAIDI se conserva en 0.73 hrs.

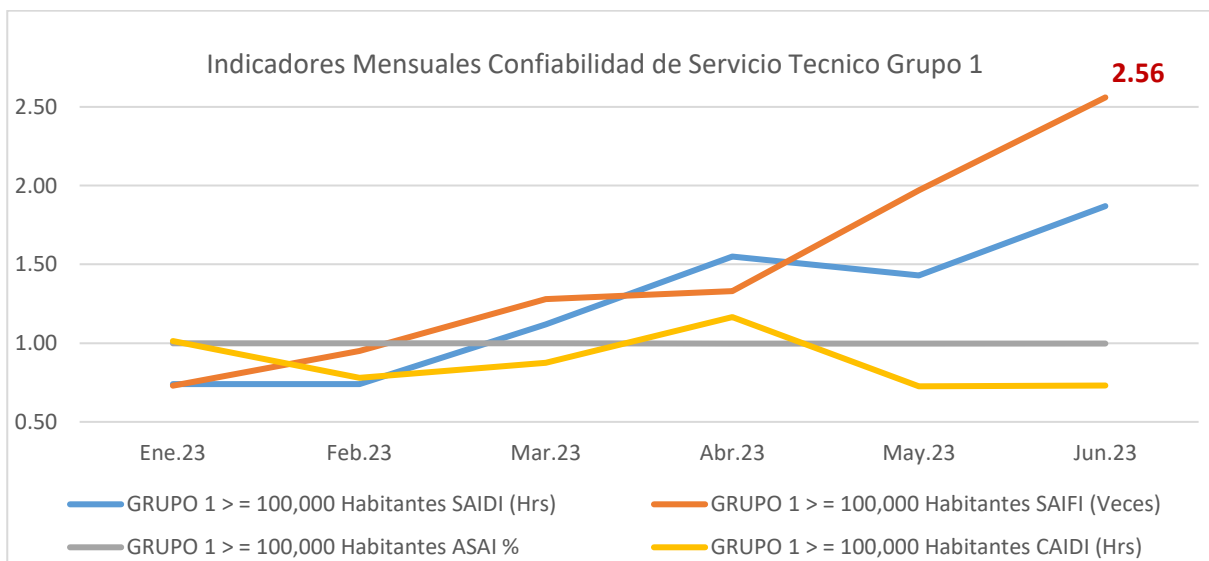


Gráfico N° 10: Indicadores Semestrales de Confiabilidad de Servicio Grupo 1

En Junio₂₀₂₃, respecto de Mayo₂₀₂₃ en el Grupo 2, el SAIDI desmejora, desde 2.61 a 2.62 hrs., el SAIFI desmejora desde 2.30 veces a 3.38 veces, el ASAI se conserva en 99.64 % y el CAIDI mejora desde 1.13 hrs., a 0.78 hrs.

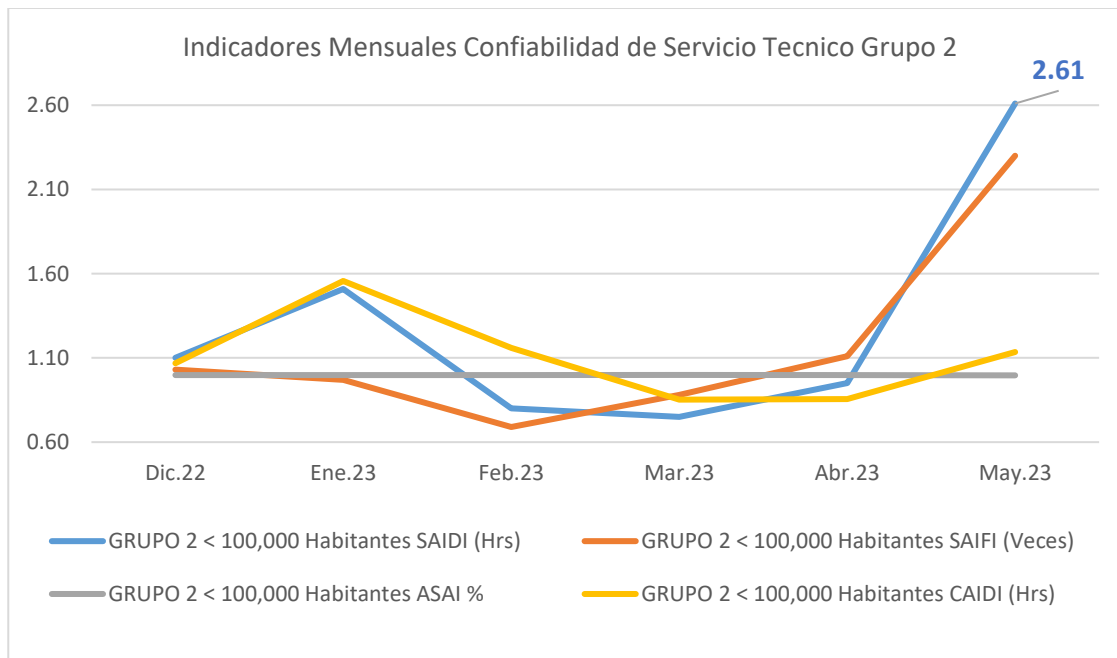


Gráfico N° 11: Indicadores Semestrales de Confiabilidad de Servicio Grupo 2

Comentario 5 de MHI: La explicación entregada por EEH respecto del deterioro en Confiabilidad de Servicio, cuando sucede, consiste en que se efectúan trabajos inevitables de mantenimiento y reparaciones, pero en opinión de MHI, también influye la disminución en Grupos de Trabajo que ha efectuado EEH, por ejemplo, en Agosto₂₀₂₀ EEH rebajó las cuadrillas de 226 a 200, es decir, en 11.5 % menos. Actualmente se ha mantenido la contratación de brigadas en 220.

La pandemia COVID-19 y el consecuente Decreto PCM-021-2020 tuvo consecuencias en los niveles de confiabilidad de servicio, a partir de Marzo₂₀₂₀. En Noviembre₂₀₂₀ se agregaron los efectos de los huracanes ETA y IOTA.

Comentario 6 de MHI: En cuanto a tasas de recambio de componentes en el Sistema de Distribución, al comparar Junio₂₀₂₃ respecto Junio₂₀₂₁, EEH ha disminuido esta tasa en 4.07 % (Cuchillos Cortocircuitos), la ha disminuido en 39.67 % (Pararrayos), ha aumentado en 64.96% (Transformadores Reemplazados) y ha aumentado en 14.56 % (Postes Reemplazados).

Al comparar Junio₂₀₂₃ con Junio₂₀₂₂, el recambio de componentes muestra una disminución en el consumo de materiales y equipos de 10.33 % (Cuchillas Cortocircuitos, ha disminuido en 4.17 % (Postes Reemplazados) y ha disminuido en 13.42 % (Mts. de Conductores Varios) y ha aumentado en 115.24 % (Transformadores Reemplazados).

(El signo [-] implica incremento y el signo [+] implica disminución).

Equipos y Materiales	Δ Jun23 vs.Jun.21	Δ Jun.23 vs.Jun.22
Transformadores Reemplazados	-64.96%	-115.24%
Postes Reemplazados	-14.56%	4.17%
Cuchillas Cortocircuitos	4.07%	10.33%
Pararrayos (10 y 27 kV)	39.67%	-2.82%
Mts. de Conductores Varios	1.60%	13.42%
Promedio Grupos de Trabajo	2.65%	0.00%

Tabla Nº 16 : Comparación Recambio de Componentes

5.3.4. Indicadores de Confiabilidad del SIN

En la tabla y gráfico siguientes se muestra la Confiabilidad de Servicio que hoy día ENEE entrega a sus clientes, en cuanto a cantidad de desconexiones por fallas y perturbaciones (Frecuencia de desconexiones), la contribución del Segmento Generación – Transporte es 50.83 %, la contribución del Sistema de Distribución 40.99 % y las causas externas 8.18 %.

NUMERO DE INTERRUPCCIONES

SEGMENTO	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
Generación/Transmisión (%)	54.71	54.94	54.92	54.76	52.89	52.31	49.68	49.84	49.33	50.43	50.08	50.83
Distribución (%)	37.68	37.63	37.64	37.47	38.87	39.39	41.87	41.51	41.78	40.98	41.36	40.99
Externas (%)	7.61	7.43	7.44	7.76	8.24	8.30	8.45	8.65	8.90	8.59	8.56	8.18
TOTAL (%)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla Nº 17: Promedio Móvil Anual por Segmentos Cantidad de Desconexiones [%]

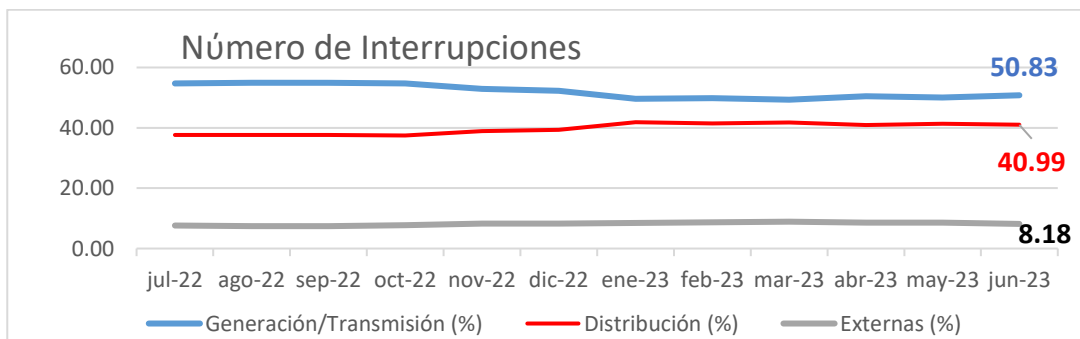


Gráfico Nº 12: Promedio Móvil Anual por Segmentos Cantidad de Desconexiones [%]

En la tabla y gráfico siguientes se muestra la Confiabilidad de Servicio que hoy día ENEE entrega a sus clientes, en cuanto a duración de desconexiones por fallas y perturbaciones, la contribución del Segmento Generación – Transporte es 65.66 %, la contribución del Sistema de Distribución es 26.32 % y las causas externas 8.02 %.

TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIONES

SEGMENTO	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
Generación/Transmisión (%)	66.71	68.09	67.97	67.92	67.48	64.97	62.21	63.20	63.71	64.04	64.32	65.66
Distribución (%)	24.77	24.31	24.38	24.41	24.39	26.47	29.00	28.31	27.41	27.21	27.31	26.32
Externas (%)	8.52	7.61	7.65	7.67	8.13	8.56	8.78	8.49	8.88	8.75	8.36	8.02
TOTAL (%)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla Nº 18: Promedio Móvil Anual por Segmentos Duración de las Desconexiones [Hrs]

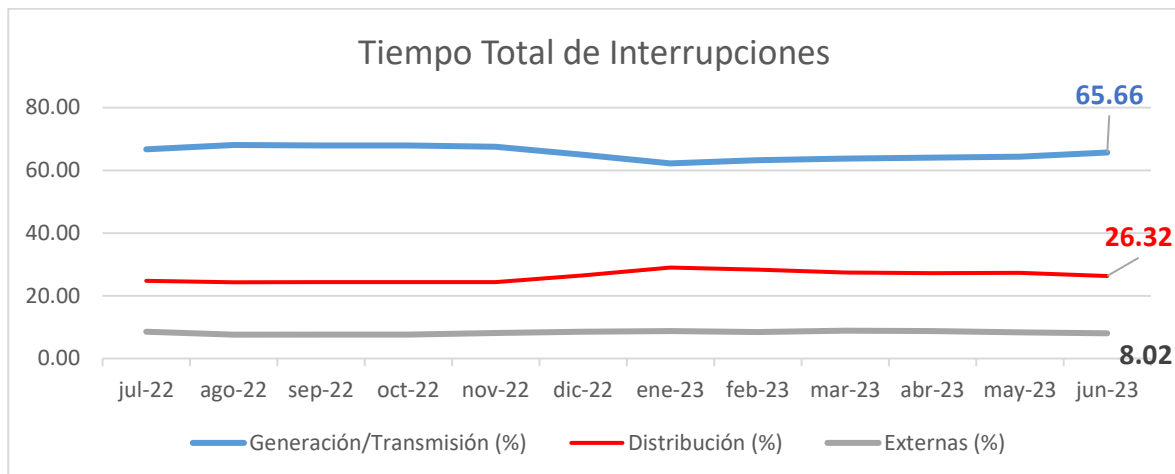


Gráfico Nº 13: Promedio Móvil Anual por Segmentos Duración de las Desconexiones [Hrs]

5.4. Calidad del Servicio Comercial

5.4.1. Procesos PQR's en Clientes Masivos y Corporativos

MHI efectuó un análisis en el tiempo respecto del comportamiento de las Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR's). En el siguiente cuadro se puede observar el avance en la resolución de las PQR's por Mes y Acumulado, para el periodo de 12 meses, Julio₂₀₂₂ – Junio₂₀₂₃.

De acuerdo con los datos de la tabla siguiente, en términos mensuales, la Efectividad en Resolución de PQR's ha variado desde 35.53 % (al 31 de julio de 2022), hasta 36.41 % (al 30 de junio de 2023),

cifras bastantes bajas, cercanas a diciembre'22 que ha sido el mes de menor efectividad de resoluciones de PQR's de los últimos 5 años en el presente proyecto de APP (31.02%).

Mes	Pendientes Mes Anterior	Ingreso Mes	Acumulado + Ingresado	Resueltas Mes	Pendientes Mes	Efectividad %
Jul-22	131,567	81,028	212,595	75,538	137,057	35.53%
ago-22	137,057	78,709	215,766	75,145	140,621	34.83%
sep-22	140,621	72,611	213,232	69,113	144,119	32.41%
oct-22	144,119	75,069	219,188	70,478	148,710	32.15%
nov-22	148,710	84,128	232,838	77,825	155,013	33.42%
dic-22	155,013	76,805	231,818	71,912	159,906	31.02%
ene-23	159,906	99,786	259,692	92,692	167,000	35.69%
feb-23	167,000	85,348	252,348	80,274	172,074	31.81%
mar-23	172,074	108,141	280,215	100,392	179,823	35.83%
abr-23	179,823	89,575	269,398	88,796	180,602	32.96%
may-23	180,602	99,307	279,909	103,094	176,815	36.83%
Jun-23	176,815	106,808	283,623	103,268	180,355	36.41%
Acumulado		1,057,315	1,188,882	1,008,527		

Tabla N° 19: Evolución del tratamiento de PQR's Masivas

Las PQR's Pendientes-Mes han aumentado en 43,000, aproximadamente, en los últimos 12 meses, pasando a estar Pendientes de resolver al 30 de junio de 2023, 180,355 PQR's. En referencia a las PQR atendidas en el mes, EEH indica en su reporte del mes que el 9% requieren actividad de campo y el 91% de escritorio.

Comentario 7 de MHI: Cabe destacar que las PQR's Ingresadas en los 12 meses (1,057,315) + las PQR's Pendientes al ingreso de julio 2022 (131,567), corresponden al Total de PQR's Acumuladas por atender en el año (1,188,882) y que las PQR's Resueltas Acumuladas son 1,008,527. La efectividad mensual del tratamiento de PQR's del periodo, se observa con tendencia a la baja en los 12 meses (línea Efectividad % del Gráfico 15). Las PQR's pendientes de resolver al fin de junio'23 alcanzan las 180,355, cifra bastante alta que evidencia un precario servicio al cliente (línea de color negro en el siguiente Gráfico 14).

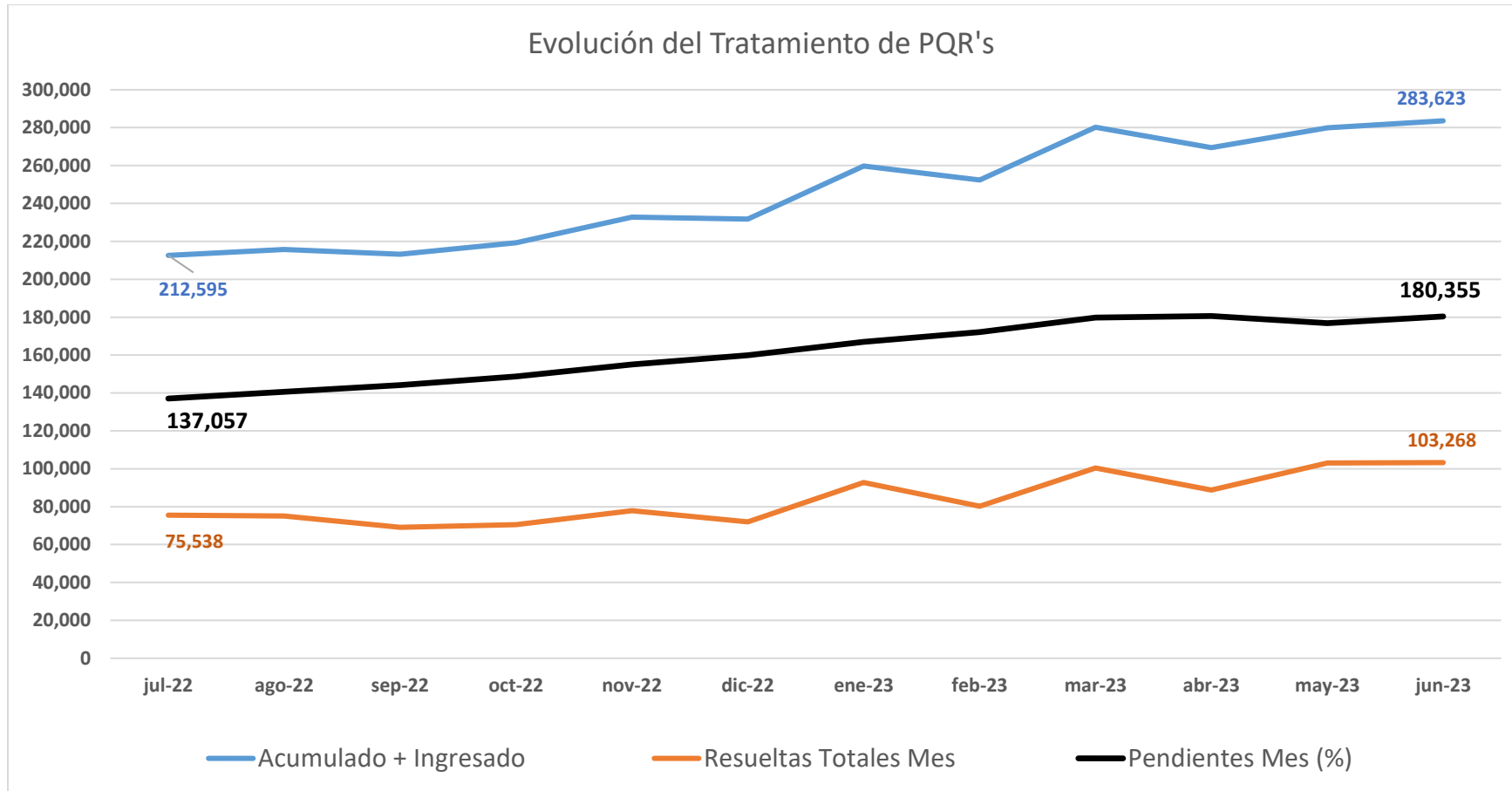


Gráfico Nº 14: Evolución del Tratamiento de PQR's

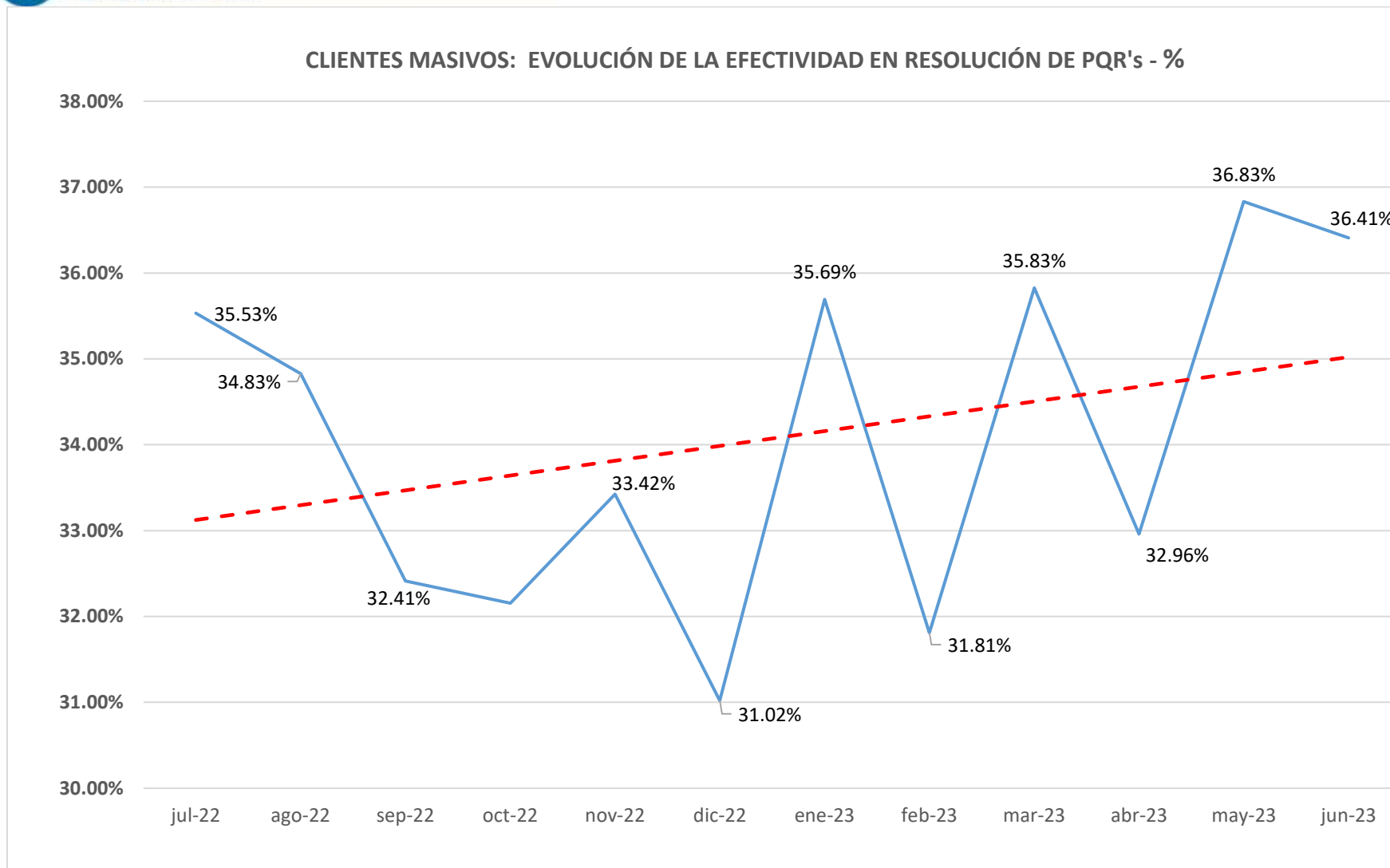


Gráfico N° 15: Evolución % de Efectividad en Resolución de PQR's Masivas – histórico

EEH posee, además de los canales de atención masiva o convencionales, un conjunto de ejecutivos que atienden los segmentos de mercado corporativo (Gobierno y Corporativos).

Para el mes de octubre'21 EEH presentó información de un conjunto de PQR's denominándolas Mercados Especiales, en un solo concepto, que incluyó Gobierno y Corporativos. Para estos canales no convencionales, se presentarán sus PQR's en un capítulo más adelante.

EEH traspasó a los Cable Operadores al mercado de Grandes Clientes, por lo que sus PQR's se tratarán más adelante en forma separada.

La mayoría de las solicitudes de los clientes corresponden a Consulta de Saldos, Revisión y Explicación de Facturas que representan el 61.70% de las PQR's ingresadas en el mes; el 6.63% están relacionadas con el perfil del suministro; el 18.57% corresponden a reclamos por factura; el 5.36% corresponde a gestiones de cobro (autorización de pagos, peticiones de acuerdos a plazos y refinanciamientos); el 4.19% están relacionadas a la medición (revisión/cambio de medidor, alto consumo, estimación de consumo), y el 3.55% están relacionadas con la calidad de atención y servicio.

CAUSALES (80% de mayores)	2022 - 2023											
	Jul %	Ago %	Sep %	Oct %	Nov %	Dic %	Ene %	Feb %	Mar %	Abr %	May %	Jun %
Consulta de Saldo	45	48	50	53	54	56	51	47	49	50	50	50
Apego Decreto de Exoneración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solicitud de Nuevo Servicio	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	5	4
Revisión o cambio de Medidor	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2
Autorización de Pago	3	3	4	3	3	3	2	2	1	1	1	1
Revisión/Explicación de Factura	0	0	0	0	0	0	7	7	6	6	8	7
Petición de acuerdo con Plazos	9	7	6	4	4	3	3	3	3	3	3	3
Entrega de Requisitos	4	6	5	5	5	5	6	6	6	5	5	4
Decreto de Condonación de deuda	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1
cliente no recibe factura en sitio	6	6	8	11	11	12	10	14	16	17	11	17
Retraso Atención de PQR Presentada	7	7	6	5	5	4	4	4	4	3	4	3

Tabla N° 20: Mayores Causales de PQR's en %

CAUSALES PQR's JUNIO 2023													
	CS	REF	AP	DCD/RSN	SNS	RCM	PAP	ECP	ER	DTE	CNP	RAP	Total
Choluteca\San Lorenzo	4,417	409	76	82	481	232	333	122	196	49	1,543	236	8,176
Comayagua	3,166	447	105	162	489	95	243	157	132	65	1,149	211	6,421
Tegucigalpa - Danli	13,221	2,383	352	351	1,011	386	1,182	363	2,841	208	4,064	1,201	27,563

CAUSALES PQR's JUNIO 2023													
	CS	REF	AP	DCD/RSN	SNS	RCM	PAP	ECP	ER	DTE	CNP	RAP	Total
Juticalpa	940	142	50	45	179	93	183	47	29	25	356	60	2,149
La Ceiba - Tocoa	5,766	552	163	49	396	148	447	157	95	72	1,726	102	9,673
San Pedro Sula	20,877	2,587	239	103	565	732	786	641	813	138	7,203	1,239	35,923
El Progreso - Santa Cruz	3,708	505	105	87	370	250	238	32	198	47	1,044	251	6,835
Santa Rosa	1,750	388	37	212	571	172	117	27	279	47	815	362	4,777
Total	53,845	7,413	1,127	1,091	4,062	2,108	3,529	1,546	4,583	651	17,900	3,662	101,517

Tabla N° 21: Mayores causales de PQR's en Cantidad por Tipo

En donde:

CS	consulta de saldo
REF	revisión / explicación de factura
AP	autorización de pago
DCD/RSN	decreto de condonación de deuda/Reclamo Subsidio No Aplicado
SNS	solicitud de nuevo servicio
RCM	revisión o cambio de medidor
PAP	petición de acuerdos a plazos
ECP	estimación de consumo / consumos promediados
ER	entrega de requisitos
DTE	descuento tercera edad
CNP	cliente no recibe factura en sitio
RAP	Retraso Atención de PQR Presentada

La distribución de demanda de PQR's por Sector y Zona, para el total de las 106,808 PQR's masivas convencionales recibidas, es la siguiente.

PQR's POR ZONA Y SECTOR			
ZONA	SECTOR	DEMANDA PQR's	TOTAL ZONA
Centro Sur	Choluteca	8,613	46,871
	Comayagua	6,938	
	Tegucigalpa – Danlí	28,999	
	Juticalpa	2,321	
Litoral	La Ceiba – Tocoa	10,212	10,212
Noroccidente	San Pedro Sula	37,427	49,725
	El Progreso – Santa Cruz	7,191	
	Santa Rosa	5,107	
TOTAL PQR's		106,808	106,808

Tabla N° 22: Distribución de Demanda de PQR's masivas por Zona y Sector



Manitoba
HYDRO INTERNATIONAL

Manitoba Hydro International
211 Commerce Drive
Winnipeg, Manitoba
R3P 1A3 Canada
mhius.ca

Las 106,808 PQR's demandadas en junio'23, ingresadas por canales masivos convencionales, tuvieron la siguiente distribución por Canales de Atención:

4,421 PQR's ingresadas vía Call Center (4.14 %)

44,367 PQR's ingresadas vía Ventanilla de Oficinas Comerciales (41.54 %), incluye oficinas móviles (129)

57,997 PQR's ingresadas por WhatsApp Business (54.30 %), incluye redes sociales (1,364)

23 PQR's ingresadas por Otros Canales (0.02 %)

El gráfico siguiente muestra la demanda de PQR's por Canal de Atención:

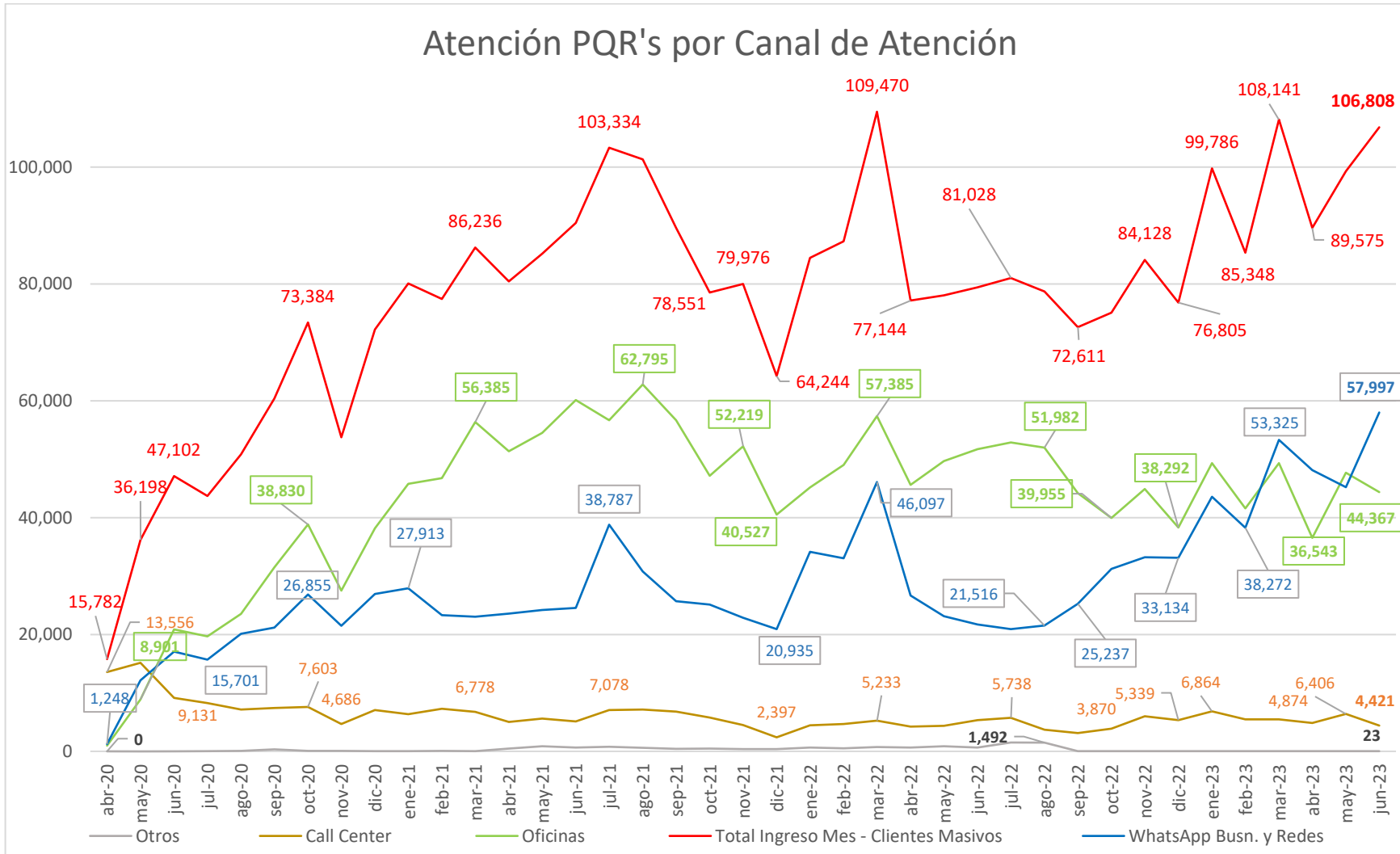


Gráfico Nº 16: Histórico de Gestiones PQR's por Canal de Atención Masiva

Se implementó un Canal de atención denominado WhatsApp Business, en donde se clasificaron las PQR's como: Resueltas (atenciones realizadas de principio a fin), Pendientes de Atención (se interactuó con el cliente, pero no terminó la atención), Falta de Información brindada por el cliente (cuando existe una comunicación del cliente y el gestor se encuentra a la espera de ella), Abandono de Sesión (cuando el cliente deja de contestar), Fuera de horario (se registran los clientes que escribieron después de la hora de cierre), e Insultos (se refiere a ofensas del cliente hacia la empresa).

En el Gráfico anterior se puede observar que las PQR's ingresadas por el Canal WhatsApp Business (se incluyen redes sociales), pasó a ser el primer de mayor ingreso desde su creación, con el 54.30% de demanda y, en general, las PQR's ingresadas este mes de junio fueron mayores en volumen que el mes anterior. El 41.54 % de demanda (se incluyen las oficinas móviles), fue el Canal Oficinas Comerciales, como segundo Canal de mayor ingreso.

La cantidad de PQR's ingresadas y gestionadas en las oficinas de atención al cliente para el segmento de mercado masivo, determinan la afluencia de clientes por oficina, la cual es la siguiente (44,238 PQR's, no considera oficinas móviles):

Sector	Oficina	Total
SAN PEDRO SULA	EL CENTRO	4,929
TEGUCIGALPADANLI	CORPORATIVO CENTROAMÉRICA (SEDE SAC)	4,348
TEGUCIGALPADANLI	MALL PREMIER	4,079
SAN PEDRO SULA	NOVA PLAZA	3,745
LA CEIBA-TOCOA	EL TORONJAL	2,808
TEGUCIGALPADANLI	LOS CASTAÑOS	2,608
CHOLUTECA	CHOLUTECA	2,149
COMAYAGUA	COMAYAGUA	2,132
EL PROGRESO - SANTA CRUZ	EL PROGRESO	1,722
CHOLUTECA	SAN LORENZO	1,315
SAN PEDRO SULA	PUERTO CORTES	1,266
TEGUCIGALPADANLI	DANLI	1,230
SAN PEDRO SULA	VILLA NUEVA	1,196
SANTA ROSA	GRACIAS	1,168
COMAYAGUA	SIGUATEPEQUE	1,011
LA CEIBA-TOCOA	TOCOA	1,008
SANTA ROSA	LA ENTRADA	1,007
SANTA ROSA	SANTA ROSA	973
SANTA ROSA	SAN MARCOS	727
JUTICALPA	JUTICALPA	669

Sector	Oficina	Total
SAN PEDRO SULA	QUIMISTAN	643
JUTICALPA	CATACAMAS	639
COMAYAGUA	LA ESPERANZA	637
EL PROGRESO-SANTA CRUZ	SANTA BARBARA	624
EL PROGRESO-SANTA CRUZ	SANTA CRUZ DE YOJOA	558
EL PROGRESO-SANTA CRUZ	YORO	511
LA CEIBA-TOCOA	TELA	435
OTROS	OTROS	101
Total		44,238

Tabla Nº 23: Afluencia de Clientes por Oficina y Sector

5.4.2. Llamadas Atendidas y No Atendidas

En cuanto a llamadas atendidas y no atendidas en el Call Center de EEH, 666,213 llamadas se registraron en junio'23, cifra similar a las ocurridas durante los huracanes de noviembre'20 (atendidas por Agente, por IVR, por alumbrado público, consultas de saldos, de cobranza, otras atenciones IVR; no atendidas por Agente y abandono en IVR), con aumento importante con relación al mes anterior, y con menor efectividad porcentual de llamadas atendidas también con relación al mes anterior. Se continúa con la tendencia de que, a mayor volumen de llamadas totales, menor efectividad de llamadas atendidas, y viceversa.

Detalle	Cantidad	Porcentaje
Llamadas Atendidas	377,989	56.74%
Llamadas No Atendidas	288,224	43.26%
Total de Llamadas Recibidas	666,213	100.00%

Tabla Nº 24: Llamadas Atendidas y No Atendidas por Call Center

Mes	Llamadas Atendidas	Llamadas No Atendidas	Total Llamadas	Efectividad %
jul-22	240,031	67,541	307,572	78.04%
ago-22	308,061	134,076	442,137	69.68%
sep-22	308,224	155,742	463,966	66.43%
oct-22	258,016	80,697	338,713	76.18%
nov-22	222,506	52,689	275,195	80.85%
dic-22	195,540	51,694	247,234	79.09%
ene-23	208,689	46,331	255,020	81.83%
feb-23	192,878	51,595	244,473	78.90%

Mes	Llamadas Atendidas	Llamadas No Atendidas	Total Llamadas	Efectividad %
mar-23	246,788	94,544	341,332	72.30%
abr-23	290,665	136,626	427,291	68.03%
may-23	354,510	243,621	598,131	59.27%
jun-23	377,989	288,224	666,213	56.74%
PMA	266,991	116,948	383,940	69.54%

Tabla N° 25: Histórico de Efectividad de llamadas atendidas por Call Center

A junio'23, se tiene un menor nivel de efectividad de llamadas atendidas (56.74%), el menor registro que se tiene en el Contrato de APP y también menor si se compara con un promedio de 12 meses (PMA) de 69.54%. El gráfico siguiente da una visión histórica de llamadas totales recibidas entre marzo'20 (inicio Pandemia) y junio'23, los picos del servicio y la efectividad de las llamadas atendidas sobre el total de llamadas.

Desde febrero'23 en adelante se observa un incremento de llamadas totales como respuesta a requerimientos de clientes que pudieran obedecer a situaciones de excepción al comparar el comportamiento con meses anteriores, por ejemplo, requerimientos similares al periodo de huracanes a fines del año 2020 o a inicios de la Pandemia desde marzo 2020, lo que pudiese responder a las restricciones de oferta de energía de los últimos meses en el sistema de distribución en el país.

Lamentablemente, la efectividad de llamadas atendidas ha reducido su nivel de servicio con relación al total de llamadas recibidas, como si la capacidad de atención del Call Center estuviese restringida o limitada a un máximo por mes, lo que el Operador debiese evaluar y mejorar para reforzar su nivel y volumen del servicio al cliente.

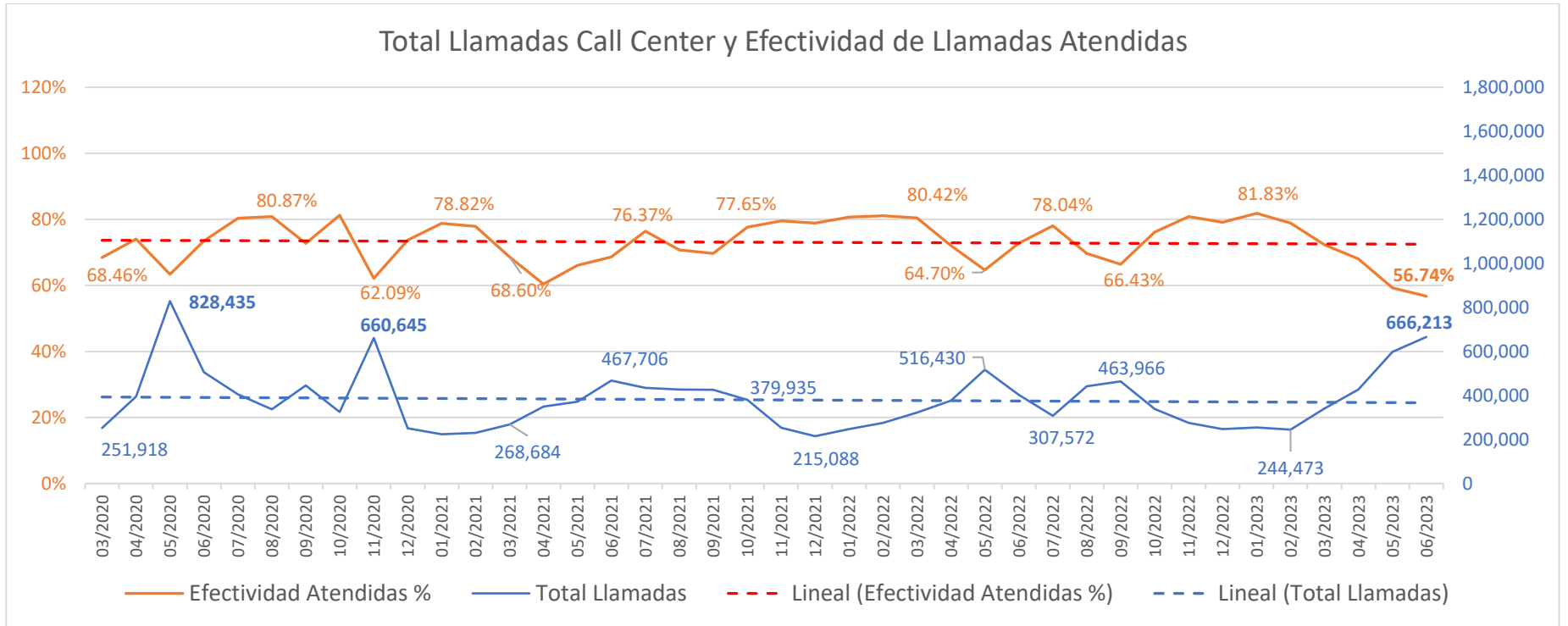


Gráfico N° 17: Evolución de llamadas totales (azul) y efectividad de llamadas atendidas (naranja)

5.4.3. Principales Indicadores de Atención de Clientes

El Indicador de Tiempo Promedio de Respuesta (TPR), cuyo nivel máximo debiera ser de 10 días (según la Norma Técnica de Calidad de Distribución, Acuerdo-CREE-50-2021 y también 10 días según el indicador integral que ha utilizado EEH hasta el mes de julio'21, o 15 días hábiles definido como política comercial por EEH en otros períodos de tiempo), sobrepasó este límite a nivel nacional para junio'23.

El TPR tuvo una cifra promedio nacional de **132** días. EEH comenta que esta cifra se logra con la mayoría de las PQR's resueltas en primer contacto, siendo afectado este tiempo por las PQR's que tienen pendiente una actividad en campo por parte de la ENEE para poder ser resueltas.

Para este mes, el valor presenta un valor extremadamente alto que se mantiene a partir de febrero'23 donde se producen los mayores valores del TPR nacional promedio desde que hay registros de operaciones. Por Sector, para el mes anterior de mayo'23, el mayor TPR se presentó en Comayagua con 278 días y en Juticalpa con 226 días; el menor valor de TPR promedio se obtuvo en Tegucigalpa-Danlí con 112 días.

El TPR de Nuevos Suministros para este mes de junio'23 ha sido muy alto con un promedio de 213 días, y para mayo'23 fue de 278 días.

EEH indica que el factor que incrementa el TPR es la gestión en campo en solicitudes de nuevos suministros, indicando además que esas actividades han sido asumidas por la ENEE en la Intervención al Contrato (aunque desde septiembre'21 se inicia la intervención y el indicador viene muy alto desde bastante antes a esa fecha -hace 45 meses).

Entre mayo 2018 a agosto 2019, EEH había cumplido con este indicador, con cifras entre 6 y 14 días hábiles, y en los últimos 45 meses ha sobrepasado los 15 días hábiles (bajo la regla de política comercial de EEH de 15 días hábiles como máximo).

Según la Norma Técnica de Calidad de Distribución, Acuerdo-CREE-50-2021 del 03 de noviembre de 2021, en la calidad de la Gestión Comercial – Tiempo promedio de resolución (TPR) – se indican 10 días como tolerancia admitida, por lo que no se está cumpliendo con la Norma.

EEH presentó entre marzo'22 y septiembre'22 un TPR que no requiere ir a campo, con una cifra a nivel nacional promedio de 1.86, 3.96, 2.44, 2.0, 4.5, 3.02 y 1.20 días hábiles, respectivamente.

Comentario 8 de MHI: *Los últimos 45 meses no se ha logrado estar dentro de 10 días (ni tampoco 15 días) para el tiempo promedio de respuesta TPR a los usuarios del servicio eléctrico, lo que es una situación de baja calidad de servicio; según el Acuerdo-CREE-50-2021 del 03 de noviembre de 2021, en la calidad de la Gestión Comercial – Tiempo promedio de resolución (TPR) – se indican 10 días como tolerancia admitida, por lo que entre enero'22 y junio'23 no se ha cumplido con esta Norma, mensualmente.*

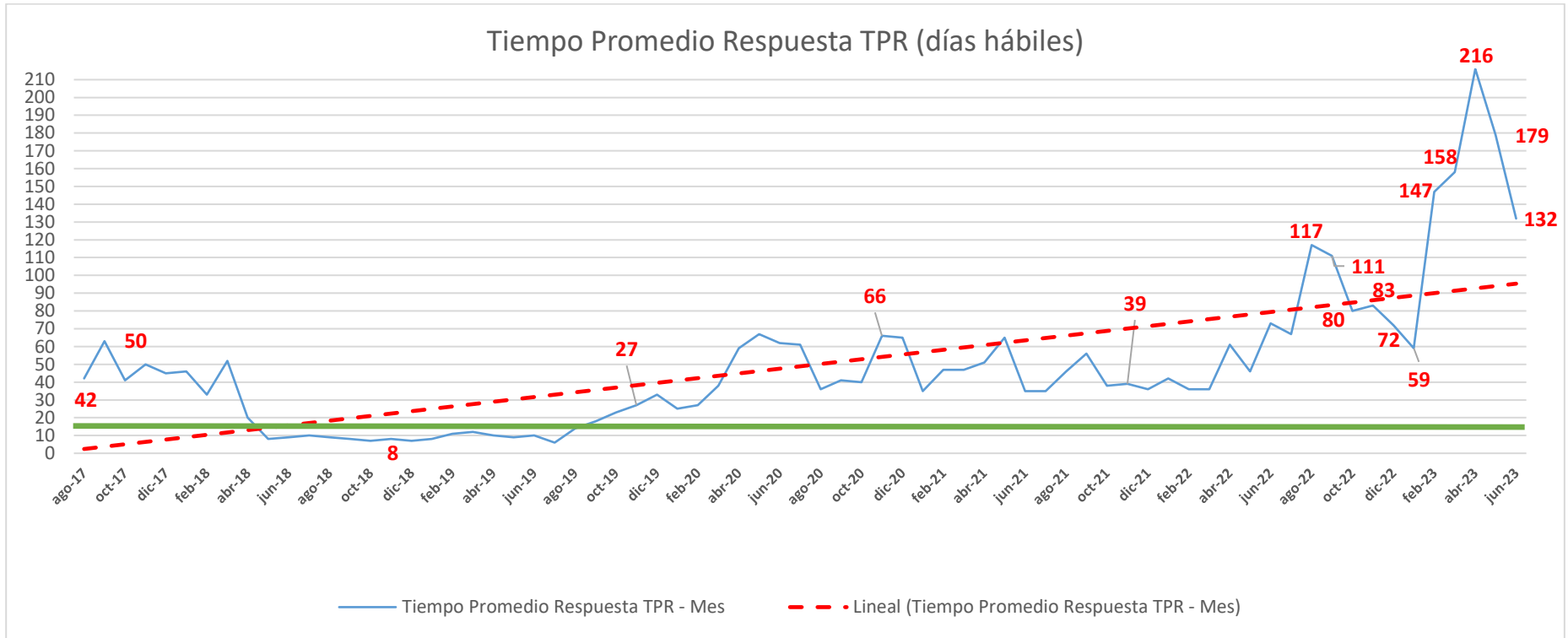


Gráfico Nº 18: TPR histórico (días hábiles)

En el reporte mensual de marzo'23, EEH aclara que para el periodo octubre 2022 – enero 2023 se produjo una incidencia en el sistema de registro de estos datos, por lo que se presentan corregidos en la gráfica anterior.

La gráfica muestra el TPR entre agosto'17 y junio'23, 5 años y once meses de datos. Las cifras en rojo son a noviembre de cada año (fin de cada año operacional), con excepción de las últimas cifras presentadas por mes. La línea punteada roja es la tendencia del TPR por mes y la línea verde la meta de política comercial definida por EEH durante parte de este periodo (15 días hábiles), aunque desde diciembre'21 debiera cumplir 10 días como tolerancia admitida en su cálculo mensual.

El **Indicador de Reclamos IRC** (Cantidad de reclamos recibidos y procedentes sobre la Cantidad de Usuarios de la Empresa Distribuidora al final del período de control), en seis meses, ha sido de 6.70% para junio'23 (131,677 reclamos en 1,964,628 clientes facturados).

Comentario 9 de MHI: *Según la Norma Técnica de Calidad de Distribución, Acuerdo-CREE-50-2021 del 03 de noviembre de 2021, en la calidad de la Gestión Comercial – Indicador de Reclamos -IRC- se indica 5% como tolerancia admitida. Por lo tanto, no se habría cumplido aplicando esta tolerancia admitida, sobrepasando 1.70% el valor de la tolerancia de seis meses a junio'23 (valor obtenido en el semestre de 6.70%).*

TIEMPO PROMEDIO DE ESPERA (TPE).

El Tiempo Promedio de Espera (**TPE**) en Oficinas con TV Ticket, representa el tiempo en que el cliente toma el ticket y es atendido. Esta variable es relevante como indicador para analizar y evaluar parte de la calidad de servicio entregada a los usuarios del servicio eléctrico.

Este mes de junio'23 el TPE no fue presentado por EEH, para mayo'23 el TPE fue de **14.00** minutos a nivel promedio nacional. El mayor TPE del mes de mayo'23 fue en Comayagua con 24.89 minutos (el mes pasado también fue el mayor con 24.78 minutos), y el menor fue en El Progreso-Santa Cruz con 7.85 minutos.

Desde el mes de septiembre'20, EEH presenta su gestión a nivel de Sector promedio, no detallado por Oficina de Atención de Clientes y Sector como lo realizaba hasta el mes anterior a septiembre'20, que permitía analizar la gestión del TPE en forma específica a nivel de Oficina, y permitía evaluar los niveles del servicio en ese detalle.

TIEMPO PROMEDIO DE ATENCIÓN (TPA).

El Tiempo Promedio de Atención en ventanilla (**TPA**), representa el tiempo que dura la atención del cliente en ventanilla. Esta variable relevante como indicador para analizar y evaluar parte de la calidad de servicio entregada a los usuarios del servicio eléctrico, este mes de junio'23 fue de **12.09** minutos a nivel promedio nacional, de manera que ha tenido valores equivalentes en estos períodos mensuales recientes. En Juticalpa fue el mayor TPA con 17.11 minutos, y en Santa Rosa el menor TPA con 8.63 minutos, similar a Tegucigalpa-Danlí con 8.67 minutos.

Además, desde septiembre'20, EEH presenta su gestión a nivel de Sector promedio, no detallado por Oficina de Atención de Clientes y Sector como lo realizaba hasta el mes de agosto'20, que permitía analizar la gestión del TPA en forma específica a nivel de Oficina, y permitía evaluar los niveles del servicio en ese detalle.

A continuación, se presentan el TPA; el TPE y el TPV por Sector no estuvo disponible para junio'23.

Sector	TPE junio 2023	TPA junio 2023	TPV junio 2023
Choluteca		9.58	
Comayagua		14.00	
El Progreso-Santa Cruz		10.68	
Juticalpa		17.11	
La Ceiba-Tocoa		12.86	
San Pedro Sula		15.18	
Santa Rosa		8.63	
Tegucigalpa-Danlí		8.67	
Total		12.09	

Tabla N° 26: Tiempo Promedio de Atención TPA por Sector; TPE y TPV (Tiempo Promedio de Visita) no disponibles por EEH (minutos)

Comentario 10 de MHI: El Tiempo Promedio de Visita en Oficina (TPV) es la suma de los tiempos (TPE + TPA). Para junio'23 el TPV no estuvo disponible por EEH en junio'23. Para mayo'23 fue de 25.62 minutos, con el mayor valor en Comayagua con 35.56 minutos (al igual que el mes de abril'23, el mayor de los Sectores con 37.34 minutos), y el menor valor en El Progreso-Santa Cruz con 16.93 minutos. El TPV de enero'23 fue de 23.41 minutos, diciembre'22 fue de 21.22 minutos, para junio'22 había sido con un valor de 37.00 minutos y el de diciembre'21 con un TPV de 23.19 minutos a nivel nacional. Estas variables son relevantes como indicadores para analizar y evaluar parte de la calidad del servicio entregada a los usuarios del servicio eléctrico. Desde el mes de septiembre'20, EEH presenta su gestión de atenciones al cliente a nivel agregado por Sector promedio, no por Oficina de Atención de Clientes y Sector como lo realizaba hasta el mes anterior a septiembre'20, que permitía analizar la gestión de los Principales Indicadores de Atención al Cliente en forma específica a nivel de Oficina, y permitía evaluar los niveles del servicio comercial. Por lo tanto, es necesario que EEH retorne a este detalle por Oficina, de manera de tomar acciones de contingencia en Oficinas de los diferentes Sectores, ya que, en situación de alta afluencia de público, un alto Tiempo Promedio de Espera sumado a un alto Tiempo Promedio de Atención en Oficinas de Atención al Cliente, resultan Tiempos Promedios de Visita que permiten tomar acciones para mejorar el nivel de calidad de servicio al usuario del servicio eléctrico.

5.4.4. Nivel de Satisfacción de Clientes

Percepción del Servicio en Sedes de Agencias: El nivel de satisfacción en el proceso de atención comercial se mide por encuestas aplicadas a través del Call Center, en donde se encuesta a las personas que han visitado las sedes y se les ha creado una orden de gestión.

La encuesta ha vuelto a aplicarse en EEH desde agosto 2020, y ha sido modificada a como se venía realizando con anterioridad a la Pandemia.

En la actualidad se califican los niveles de satisfacción en 3 dimensiones: Muy satisfecho, Satisfecho e Insatisfecho; se efectúan 3 preguntas o variables, determinándose un índice de satisfacción general de la atención, la que se relaciona con: atención, amabilidad y actitud de servicio; conocimiento del Gestor de Servicio de Atención al Cliente (SAC); y tiempo de atención en la Oficina. Y, por último, esta vez, el 100% de la encuesta se forma transversalmente entre los 3 niveles de satisfacción y las 3 zonas de atención (Litoral, Noroccidente y Centro Sur), para cada variable.

Nivel de Satisfacción en Junio'23

EEH realizó la encuesta desde agosto'20 en adelante, y se presentará desde esta fecha hasta la actualidad.

La cantidad de clientes que fueron contactados para la percepción de junio'23 fue de 1,167, y la información de resultado EEH la presenta agregada y asociada a nivel de satisfacción por cada variable analizada, no en detalle por zona, como lo realizaba hasta septiembre'22.

A continuación, se presentan gráficas históricas de las variables, con el fin de tener una visión de avance o retroceso en los niveles percibidos por los clientes atendidos.

VARIABLES:

- Atención y Amabilidad
- Conocimiento del Gestor
- Tiempo de Atención en la Oficina

Para las tres variables anteriores, se observa en las gráficas siguientes, valores reportados por EEH con cambios repentinos en la percepción de los clientes en los últimos 8 meses, donde el nivel Insatisfecho se reduce drásticamente y luego vuelve a valores mayores de tendencia (relación aproximada que pasa de valores entre 20% y 30% a valores alrededor del 10% al 19% en las 3 variables), y este último mes de junio'23 sube cercano al 19%. Los niveles Satisfecho y Muy Satisfecho han revertido sus tendencias, también drásticamente, subiendo y bajando al doble los niveles Muy Satisfecho y Satisfecho, respectivamente, y este último mes de junio'23 bajando suavemente el Muy Satisfecho y subiendo suavemente también el Satisfecho, en 2 de las 3 variables.

Atención y Amabilidad

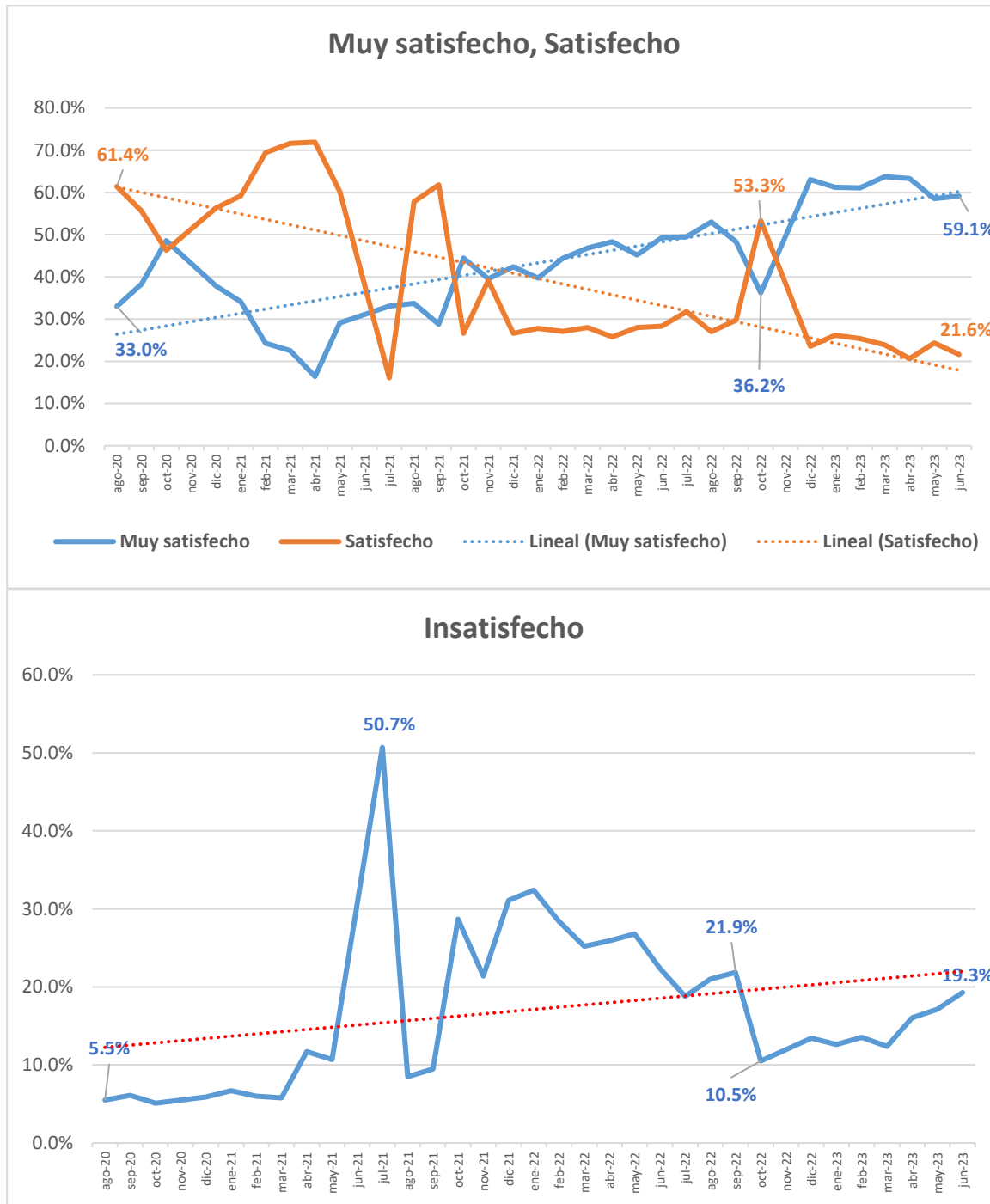


Gráfico Nº 19: Histórico de Percepción a Nivel Nacional - Atención y Amabilidad

Conocimiento del Gestor

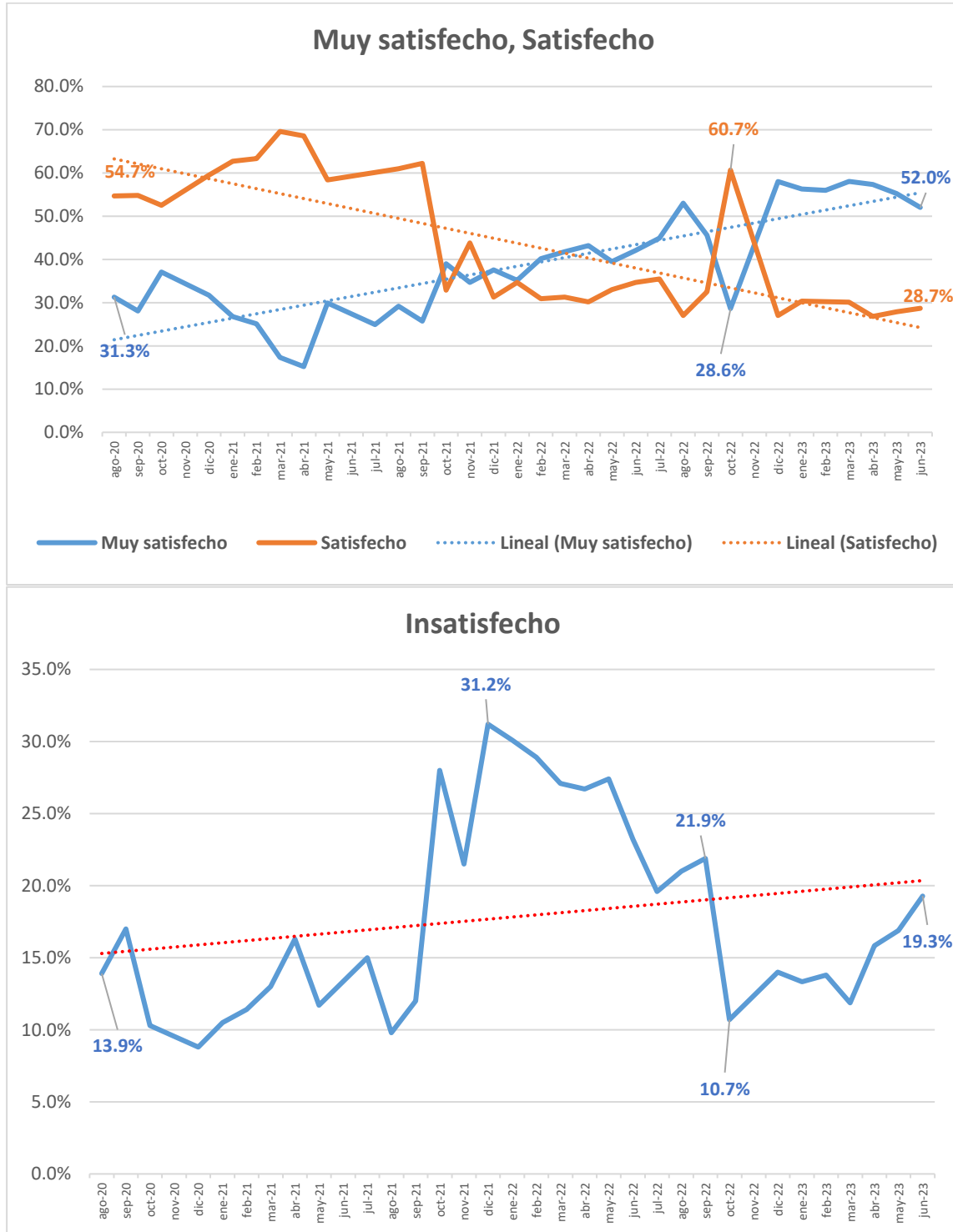


Gráfico Nº 20: Histórico de Percepción a Nivel Nacional - Conocimiento del Gestor

Tiempo de Atención en la Oficina

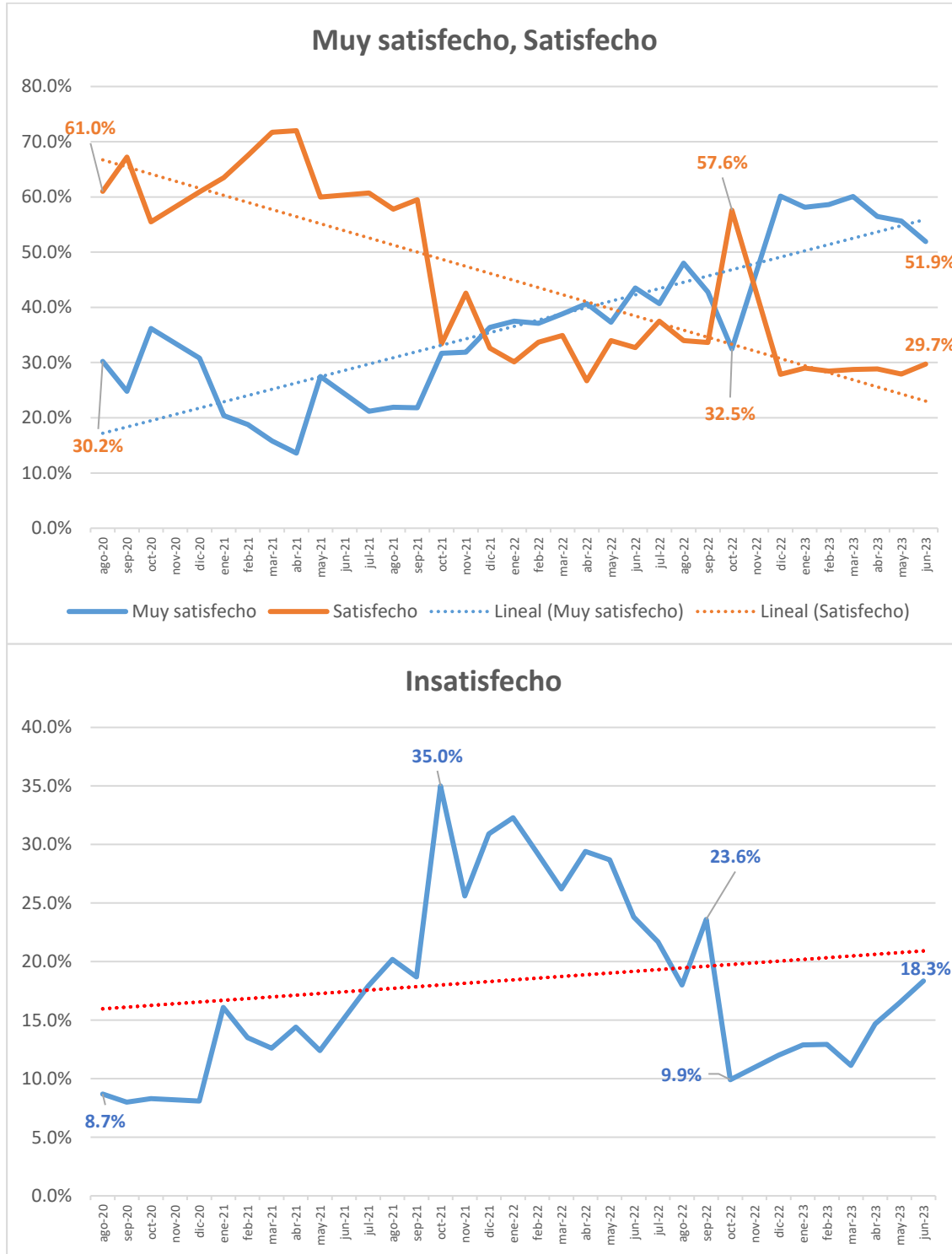


Gráfico Nº 21: Histórico de Percepción a Nivel Nacional - Tiempo de Atención en la Oficina

5.4.5. Proceso de Clientes Altos Consumidores

El segmento de mercado de Grandes Clientes EEH lo viene incrementando desde junio'20, en términos de la cantidad de cuentas en este segmento. Para marzo'21, el mercado de Grandes Clientes estaba compuesto por 2,861 cuentas, para un total de 520 clientes, con una facturación de 162.57 GWh.

Para junio'23 este mercado está compuesto por 3,225 cuentas para 528 clientes según la Tabla que se presenta a continuación, con una facturación de 189.66 GWh (el pasado mes de mayo'23 la facturación fue de 162.28 GWh).

Desde el mes de febrero'21, EEH ha agrupado a las empresas Operadoras de Redes de Telecomunicaciones (ORT) o Cable Operadores al segmento de Altos Consumidores, los que facturaron 11.18 GWh en ese mes, para un total de 4,783 cuentas. En junio'23 se tienen 5,041 cuentas de ORT pertenecientes a 340 empresas y una facturación de 12.69 GWh (para mayo'23 la facturación fue de 11.89 GWh).

La siguiente tabla contiene la segmentación de las cuentas a nivel global, para junio'23.

Zona	Sector	Grandes Clientes		ORT	
		Cuentas	Energía Facturada (GWh)	Cuentas	Energía Facturada (GWh)
Centro Sur	Cholulteca\San Lorenzo	239	9.57	466	0.83
	Comayagua	181	13	489	0.88
	Danlí	74	1.07	170	0.36
	Juticalpa	82	1.24	271	0.52
	Tegucigalpa	775	31.32	1,404	3.99
Litoral	Tocoa	166	6.22	291	0.54
	La Ceiba	224	6.88	380	0.87
Noroccidente	San Pedro Sula	1,173	96.97	793	3.08
	Santa Cruz	88	15.37	168	0.35
	Santa Rosa	105	4.81	354	0.82
	El Progreso	118	3.21	252	0.45
Total general		3,225	189.66	5,038	12.69

Tabla N° 27: Cuentas y Facturación en Grandes Clientes y ORT a nivel Global, por Sector y Zona

Dentro de la categoría de Grandes Clientes, se recibieron 470 PQR's, y se resolvieron en total 467; la resolución total de las ingresadas más las pendientes del mes anterior (494) fue de 48.44%, subiendo la efectividad de resueltas con relación al mes anterior; y de las resueltas que ingresaron y se atendieron el mismo mes (438 resueltas sobre 470 de ingreso), suponiendo que las resueltas son del grupo de nuevas ingresadas en el mes, son el 93.19% su efectividad del mes. La tabla siguiente contiene un seguimiento a las PQR's de Grandes Clientes por mes en el último año, y se vienen registrando las Pendientes de períodos anteriores.

Mes	PQR's Ingresadas mes	PQR's Resueltas	PQR's Pendientes	% Resolución
Junio'22	303	292	475	38.07 %
Julio'22	180	173	482	26.41 %
Agosto'22	270	264	488	35.11 %
Septiembre'22	258	299	447	40.08 %
Octubre'22	297	290	454	38.98 %
Noviembre'22	622	618	458	57.43 %
Diciembre'22	333	298	493	37.67 %
Enero'23	413	342	564	37.75 %
Febrero'23	345	373	536	41.03 %
Marzo'23	574	641	469	57.75 %
Abril'23	279	271	477	36.23 %
Mayo'23	345	328	494	39.90 %
Junio'23	470	467	497	48.44 %

Tabla Nº 28: Tratamiento de PQR's en Grandes Clientes

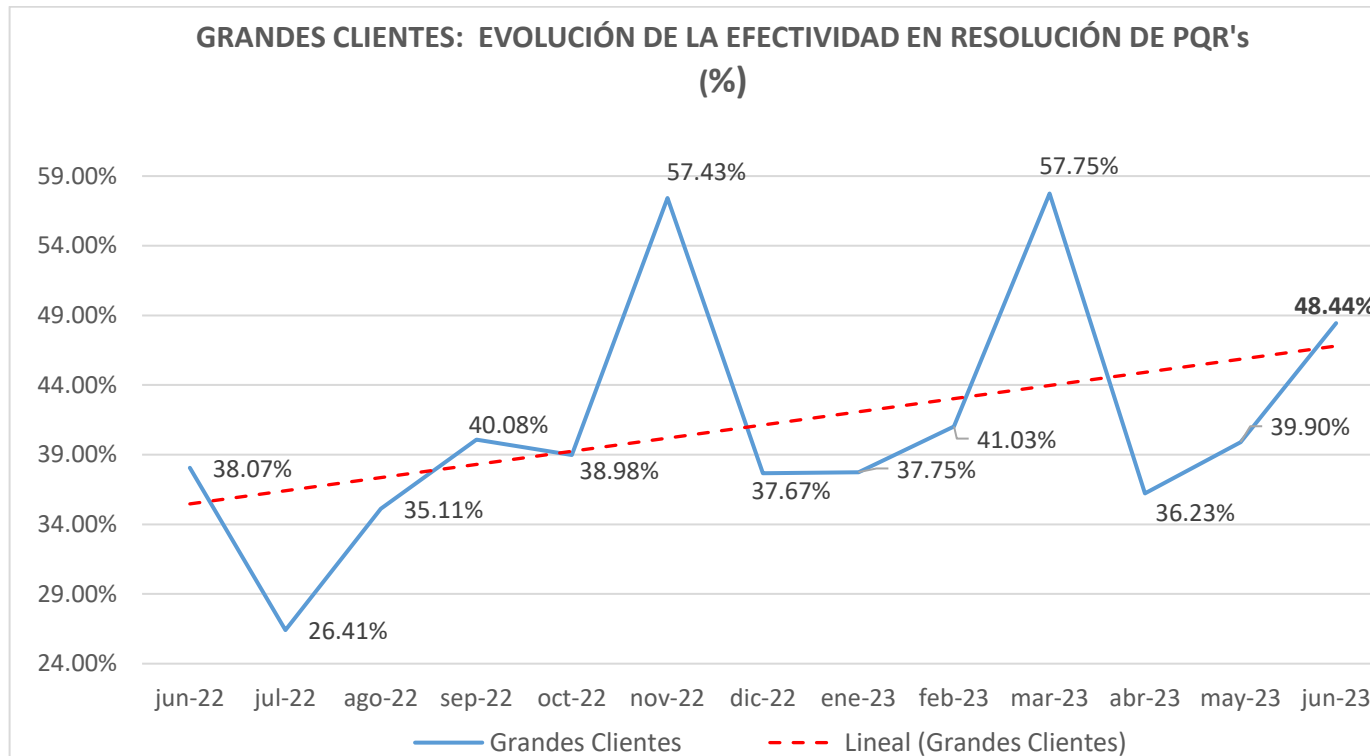


Gráfico Nº 22: Evolución de la Efectividad en Resolución de PQR's en Grandes Clientes %



En los meses de agosto'22 a noviembre'22 hay una tendencia a mejorar el indicador de Efectividad, subiendo desde cifras cercanas al 26% como el mes de julio'22, sin embargo, entre diciembre'22 y junio'23 se vuelve a las cifras de baja efectividad, con excepción de marzo'23.

La PQR de Consulta General es la que representa un mayor porcentaje de las ingresadas en junio'23 con un 42.55%.

5.4.6. Otras PQR's en Canales no Convencionales

Desde el mes de octubre'21, EEH agrupó los clientes Corporativos y Gobierno en un solo concepto de "Mercados Especiales", aunque posteriormente los separó. Como sus estadísticas no son compatibles con los datos que venían reportándose antes de octubre'21, MHI ha ido presentando sus datos en forma independiente.

Los meses de agosto'22 a junio'23, EEH no presentó esta estadística de PQR's en Canales No Convencionales (Mercados Especiales), por lo que en la tabla siguiente se mantendrán los datos de julio'22 para estos Mercados Especiales, último mes con información.

Es necesario que EEH vuelva a presentar esta información de Canales No Convencionales.

El Canal Cable Operadores (ORT), EEH lo está manejando dentro de los Altos Consumidores, sin embargo, los datos de PQR's los presenta en forma separada. La demanda de PQR's de ORT en junio'23 fue de 195, y al inicio del mes tenía pendientes 288 PQR's abiertas según la estadística del año que lleva la Supervisión. La resolución total alcanzó el 42.86%. La PQR de Recepción o Renovación de Depósito en Garantía fue la que representó un mayor porcentaje de las PQR's ingresadas en junio'23 con un 36.92%.

Segmento	PQR Pendientes meses anteriores	PQR mes	Total PQR	PQR mes Resueltas	Total PQR Resueltas	PQR Pendientes fin de mes	% Resolución total
Mercados Especiales (Gobierno y Corporativos en conjunto) Julio'22	154	994	1,148	961	990	158	86.24 %
Cable Operadores Junio'23	288	195	483	188	207	276	42.86 %

Tabla Nº 29: Tratamiento de PQR's de Mercados Especiales (Gobierno y Corporativos) y Cable Operadores



5.4.7. Aspectos Relevantes de la Operación de Junio'23

Continúa en funcionamiento el IVR (Respuesta de Voz Interactiva), para optimizar el proceso de recepción y atención de llamadas.

La degradación del porcentaje de efectividad en resolución de PQR's en segmentos masivos y altos consumidores es significativa en el año 2021, en el 2022 no mejora, y tampoco en los inicios del Séptimo periodo operacional del Contrato de APP, si se observa que, en otros períodos de operación, las cifras se comportaban alrededor del 80%, y en lo que va de las operaciones en inicios del Séptimo Año, estas cifras están del orden entre 37% y 48%, acumulándose los pendientes en forma creciente.

La afluencia de atenciones comerciales en el Canal de WhatsApp y el Canal de Oficinas tuvo cifras similares, destacándose el primero con mayor prioridad de PQR's en el mes.

Es necesario que se vuelvan a presentar los resultados de Satisfacción de Clientes en Oficinas por Zonas y revisar los resultados que cambian sin tendencia clara entre los últimos ocho meses informados por EEH.

Los últimos 45 meses no se ha logrado estar dentro de 10 días (ni tampoco 15 días) para el tiempo promedio de respuesta TPR a los usuarios del servicio eléctrico, lo que es una situación de baja calidad de servicio; según el Acuerdo-CREE-50-2021 del 03 de noviembre de 2021, en la calidad de la Gestión Comercial – Tiempo promedio de resolución (TPR) – se indican 10 días como tolerancia admitida, por lo que entre enero'22 y junio'23 no se ha cumplido con esta Norma, mensualmente.

Según la Norma Técnica de Calidad de Distribución, Acuerdo-CREE-50-2021 del 03 de noviembre de 2021, en la calidad de la Gestión Comercial – Indicador de Reclamos -IRC- se indica 5% como tolerancia admitida. Por lo tanto, no se habría cumplido aplicando esta tolerancia admitida, sobrepasando 1.70% el valor de la tolerancia de seis meses a junio'23 (valor obtenido en el semestre de 6.70%).

6. AVANCE DE OBLIGACIONES DEL OPERADOR INVERSIONISTA

ALCANCE DEL INFORME: El Reporte de Avance de las Obligaciones del Operador Inversionista se sustenta en la Cláusula Segunda del Contrato del Supervisor, denominada Objeto del Contrato del Supervisor, que establece que este Contrato tiene por objeto la contratación de los servicios de la Supervisión, estando a cargo por parte del Supervisor el informar y asesorar al Comité Técnico del Fideicomiso sobre las siguientes actividades principales del Inversionista Operador:



- Gestionar las actividades comerciales y técnicas diarias de la distribución de energía con el objetivo de implementar las mejores prácticas para ganar eficiencia operativa;
- Lograr 17% en la reducción de pérdidas en la distribución de energía en 7 años, a partir del nivel de Línea Base. Ej. 31.95 % (al 30/11/16).
- Llevar a cabo las inversiones necesarias en el sistema de distribución y sus servicios e instalaciones de apoyo;
- Gestionar las actividades y servicios comerciales de la ENEE, incluyendo el servicio al cliente, facturación, medición, gestión de cuentas por cobrar y cuentas generales;
- Llevar a cabo la operación y mantenimiento de los activos del sistema de distribución en Honduras.

Para cumplir con lo anterior, MHI en su calidad de Supervisor del Proyecto, estableció la Metodología que fue aprobada en el Comité Técnico en Sesión N° 53 del 04/10/2016, consistente en que la gestión de supervisión se efectuará sobre los siguientes sistemas que administra EEH:

- Sistema de Distribución, que incluye Reducción y Control de Pérdidas Técnicas y Mejora de la Calidad de Servicio Técnico.
- Sistema Comercial, que incluye Reducción y Control de Pérdidas No Técnicas, Mejora de la Calidad de Servicio Comercial, Mejora del Recaudo y Recuperación de la Mora.

6.1. Mantenimiento del Sistema de Distribución

Actividades de mantenimiento de instalaciones

En el periodo comprendido entre los meses de Julio₂₀₂₂ a Junio₂₀₂₃ las actividades de mantenimiento y reemplazo de componentes por tipo y por mes, es la que se muestra en la tabla siguiente.

Equipos y Materiales	Jul.22	Ago.22	Sep.22	Oct.22	Nov.22	Dic.22	Ene.23	Feb.23	Mar.23	Abr.23	May.23	Jun.23	Total 12 Meses	Promedio 12 meses
Transformadores Reemplazados	69	117	153	79	42	37	33	15	53	68	160	226	1,052	88
Postes Reemplazados	340	331	236	242	246	206	210	197	191	189	232	299	2,919	243
Cuchillas Cortocircuitos	137	153	151	123	82	74	88	52	105	68	122	165	1,320	110
Pararrayos (10 y 27 kV)	77	75	77	42	33	19	47	25	47	38	79	73	632	53
Mts. de Conductores Varios	12,169	14,093	11,655	10,832	13,912	10,691	9,103	8,844	9,504	7,292	13,464	10,545	132,104	11,009
Promedio Grupos de Trabajo	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	2,640	220

Tabla Nº 30: Equipos y materiales reemplazados por tipo



La pandemia COVID-19 y el consecuente Decreto PCM-021-2020 tuvo consecuencias en los niveles de confiabilidad de servicio, a partir de Marzo₂₀₂₀. En Noviembre₂₀₂₀ se agregaron los efectos de los huracanes ETA y IOTA.

En cuanto a tasas de recambio de componentes en el Sistema de Distribución, al comparar Junio₂₀₂₃ respecto Junio₂₀₂₁, EEH ha disminuido esta tasa en 4.07 % (Cuchillos Cortocircuitos), la ha disminuido en 39.67 % (Pararrayos), ha aumentado en 64.96% (Transformadores Reemplazados) y ha aumentado en 14.56 % (Postes Reemplazados).

Al comparar Junio₂₀₂₃ con Junio₂₀₂₂, el recambio de componentes muestra una disminución en el consumo de materiales y equipos de 10.33 % (Cuchillas Cortocircuitos, ha disminuido en 4.17 % (Postes Reemplazados) y ha disminuido en 13.42 % (Mts. de Conductores Varios) y ha aumentado en 115.24 % (Transformadores Reemplazados).

(El signo [-] implica incremento y el signo [+] implica disminución).

Equipos y Materiales	Δ Jun23 vs.Jun.21	Δ Jun.23 vs.Jun.22
Transformadores Reemplazados	-64.96%	-115.24%
Postes Reemplazados	-14.56%	4.17%
Cuchillas Cortocircuitos	4.07%	10.33%
Pararrayos (10 y 27 kV)	39.67%	-2.82%
Mts. de Conductores Varios	1.60%	13.42%
Promedio Grupos de Trabajo	2.65%	0.00%

Tabla N° 31: Reducción de Equipos y materiales reemplazados por zonas respecto de igual mes anterior

% de Avance respecto de Plan de Mantenimiento Programado

El avance porcentual de las actividades de mantenimiento por mes es el siguiente.

% del Plan por Zona	Jul.22	Ago.22	Sep.22	Oct.22	Nov.22	Dic.22	Ene.23	Feb.23	Mar.23	Abr.23	May.23	Jun.23	Promedio
Centro-Sur	83.04%	64.16%	49.23%	78.57%	86.26%	82.63%	81.89%	88.16%	68.72%	72.61%	62.89%	55.00%	72.76%
Noroccidente	97.33%	90.77%	91.95%	93.70%	99.23%	100.00%	97.67%	99.43%	97.25%	94.77%	90.48%	94.44%	95.59%
Litoral Atlántico	68.52%	67.31%	69.77%	71.43%	71.19%	70.45%	83.33%	68.42%	78.13%	60.71%	66.67%	67.57%	70.29%

Tabla N° 32: % de Avance del Plan Mensual de Mantenimiento programado



Comentario 11 de MHI: Con relación al avance porcentual del Plan de Mantenimiento Programado de EEH, lo pendiente del Plan de Mantenimiento Mensual se incluye en la programación del plan del mes siguiente.

6.2. Sistema Comercial

En el presente capítulo MHI da cuenta del Sistema Comercial operado por EEH, en cuanto a lectura, facturación, clientes promediados, recaudación, cobranza, control de morosidad, cortes y reposiciones del servicio.

6.2.1. Recursos para el Sistema Comercial y Servicio al Cliente

Previo a efectuar el análisis de los indicadores de efectividad de la Facturación, Recaudo y Control de la Mora, es importante realizar un análisis respecto de los recursos destinados a los procesos comerciales y sistemas de apoyo informático a las áreas comerciales de la empresa.

6.2.2. Procesos de Lectura de Medidores

Es importante mencionar que las anomalías reportadas durante el proceso de lectura de medidores son usadas en las diferentes áreas de la empresa, jugando un papel determinante para los principales procesos comerciales.

En junio'23 ingresaron a análisis de facturación 52,876 suministros para ser analizados o anómalos, representando el 2.69% del total de clientes facturados, con mayoría del mercado masivo (un 95%), los que se tratan en forma individual en la Plataforma de Escritorio de Crítica del InCMS. Estas críticas pasan a un análisis más detallado debido a las parametrizaciones con las que se cuenta actualmente en el Sistema Comercial.

Los suministros que ingresan al proceso de análisis de facturación evitan una facturación errada gracias al análisis individual al que son sometidos; después de dicho análisis, el analista corrige lectura o promedia cuando no se cuenta con los soportes necesarios; de los 52,876 suministros anómalos, 38,407 se transforman en Consumos Reales y 14,469 en Consumos Promedios después del análisis. En estos 52,876 suministros, las observaciones más relevantes corresponden, finalmente, a Todo Correcto (16,156 un 31%), Medidor Interno o Alto y Posible Parado con Carga (ambos tipos sumando 16,099 un 30%), y el resto a Otras Observaciones.

Los promedios generados en el proceso de análisis de facturación representan el 4.4%, aproximadamente, del total de promedios del mes.

Promedios	Cantidad
Total Promedios del mes	328,637
Promedios originados en análisis de facturación	14,469

Tabla N° 33: Promedios del Mes

Indicadores del Proceso de Lecturas:

Lo siguientes indicadores que presenta el Operador, comenta en su reporte mensual que son de carácter interno dentro del proceso de calidad que EEH implementa en sus procesos, el Cumplimiento de Agenda de Lectura y la Calidad de Lectura.

El primero, muestra valores similares sobre el 95% de cumplimiento según su plan de lecturas por ciclo y mensual, salvo octubre'22 que bajó este estándar. El segundo, muestra valores sobre el 99% en todo el periodo de 12 meses, de modo que lo leído concuerda con la auditoría interna de verificación de la lectura, que es realizada por supervisores de EEH y sus medios tecnológicos.

• **Cumplimiento Agenda de Lectura:**

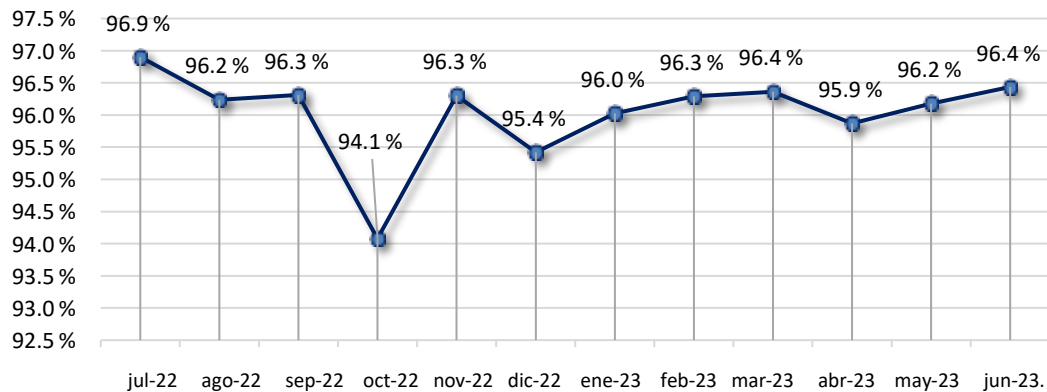


Gráfico N° 23: Cumplimiento Agenda de Lectura



- **Calidad de la Lectura:**

Basado en las auditorías intersectoriales, la calidad de lectura en los últimos 12 meses es de 99.7% (cifras aproximadas en un decimal).

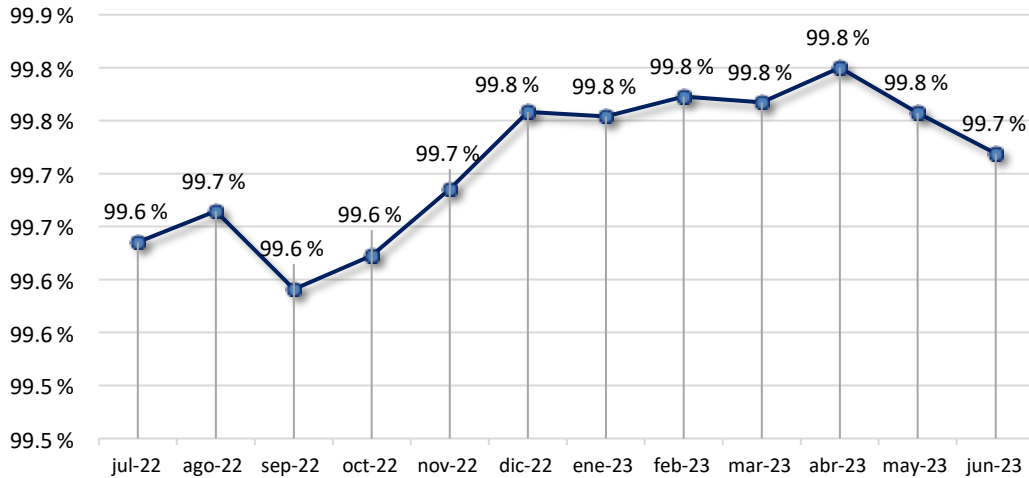


Gráfico N° 24: Calidad de la Lectura

6.2.2.1. Lectura y Facturación de suministros

Se logró facturar 1,964,249 clientes con recibo de energía en el mes de junio'23.

Para junio'23 se facturaron 328,637 clientes con patrón de consumo. Las observaciones que EEH indica que justifican un promedio son las siguientes. De este grupo de clientes promediados, el 76% se promedian por causas asociadas al equipo de medida en faltas de inspección o instalación de medidores (normalización de la cuenta).

Novedades con Promedios	Clientes
Posible Parado con Carga - Con Lectura	84,098
Servicio Directo - Habitado	52,593
Posible daño al medidor - Digital Dañado	39,077
Posible daño al medidor Agujas descentradas	22,949
Medidor no coincide - Medidor no coincide	19,521
Posible daño al medidor - Tapa destruida, manipulada o sin tapa	6,029
Posible daño al medidor - Registrador dañado	5,932
Posible intervención - Medidor Invertido	2,087
Posible Parado con Carga Fase desconectada (Con Lect)	1,815
Posible Parado con Carga Fase desconectada (Sin Lect)	1,794

Novedades con Promedios	Clientes
Asociado al equipo de medida	7,143
Fuera de Norma Técnica	3,435
Lectura No Actualizada	1,494
Dificultad para Leer - Medidor interno Sin Lectura	25,612
Sin Acceso a la Zona - Zona en conflicto	13,380
No Energizado - Sin Energía en la zona Distribución	11,227
Dificultad para Leer - Medidor interno Con Lectura	5,196
Dificultad para Leer - Alto Sin Lectura Visible	4,567
Dificultad para Leer - Visor impide Lectura	4,137
Dificultad para Leer - Alto Con Lectura Visible	3,669
No Energizado - Sin Energía en la zona Transmisión	3,244
Sin Acceso a la Zona - Desastre natural	3,189
Fuerza Mayor	2,235
Inmueble no encontrado - Fuera de ruta	1,622
Otros	2,592
Total Promedios	328,637

Tabla N° 34: Observaciones que justifican el Promedio Facturado

6.2.2.2. Centro de Gestión de la Medida

EEH ha implementado un Centro de Gestión de la Medida, que propende tener el control de la medición de los principales clientes de alto consumo de la empresa.

Hasta junio'20, EEH informó 80,183 equipos en comunicación y Telegestionados, y la cantidad de equipos instalados efectivamente fueron 86,217 equipos, con un 93% de efectividad en la comunicación.

En junio'23 la cantidad de equipos instalados con medición remota asciende a 81,269, de los cuales comunicaron 71,361 (una efectividad en la comunicación del **87.81%**). Esto permitió la facturación con lecturas automáticas de 69,566 clientes (una efectividad en la facturación remota de 85.6% sobre los instalados).

Este mes EEH reportó **117** suministros que han tenido movimiento en su estado con relación a meses anteriores, dejando de presentarse como parte del universo de clientes telemedidos, debido a las razones siguientes: Inactivo (6 casos), cambio de directa Telemedido a directa convencional (110 casos), cambio de semidirecta Telemedido a directa convencional (1 caso).

A continuación, se presenta la situación en junio'23, con equipos instalados y los que efectivamente comunican o permiten la telemedida, los cuales representan una facturación de 242.36 GWh con lecturas obtenidas remotamente (**40.77 %** de la facturación total de la empresa



en junio'23, siendo que la proporción habitual de esta energía teled medida ha estado entre 42% y 43% del total facturado por mes).

Tipo de Suministro	Instalados	Teled medidos Comunicando
Generadores	56	53
Subestaciones	356	354
Fronteras de sectores	8	8
Segmentos de circuitos	60	43
Servicio propio en subestaciones	77	74
Clientes Indirecta	1,045	952
Clientes Semidirecta	6,731	5,476
Clientes con medidor AMI	70,787	63,015
Clientes con medidor Landis & Gyr	577	0
ZBI	272	210
Medición en transformadores de distribución	1,146	1,022
Clientes AMI centralizada	154	154
Total	81,269	71,361

Tabla N° 35: Suministros Tele gestionados, instalados y en comunicación

Equipos Instalados Telemedidos y Equipos Comunicando

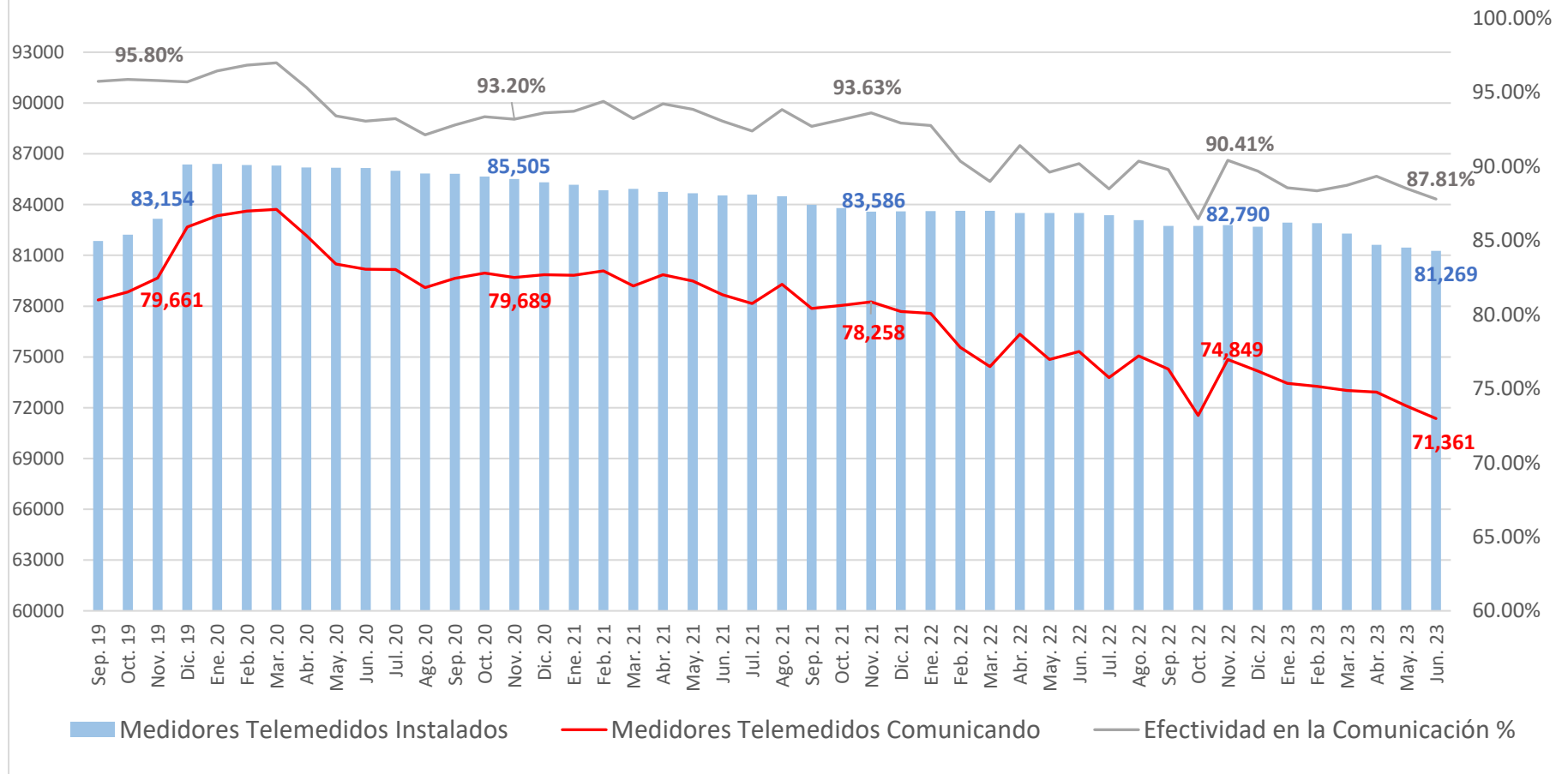


Gráfico Nº 25: Equipos Instalados, Equipos Comunicando y Efectividad de la Comunicación



Comentario 12 de MHI: *En junio'23 la efectividad en la comunicación es de 87.81%, y la efectividad en la facturación remota sobre los equipos instalados es de 85.6%. Las mejores prácticas de este tipo de solución de control de pérdidas y aseguramiento de ingresos, indica que la comunicación promedio se debiera situar alrededor del 99%. Medidores Landis & Gyr no se logró facturar con estos equipos por falta de colectores que se encuentran dañados desde el 27 de octubre'22 (instalados un total de 577 equipos sin comunicación). Por otro lado, se sugiere que el responsable de las operaciones tenga un mayor refuerzo en su equipo de Analistas para atender al territorio nacional y disponer de cuadrillas propias en terreno, proporcional al número de suministros con medición remota, asignadas específicamente al Centro de Gestión de la Medida.*

A continuación, se presenta el histórico de equipos de medición Telegestionados comunicando, histórico en 12 meses. En informes pasados y gráfica anterior, a nivel agregado, se ha identificado que a partir de febrero 2020 se ha reducido la cantidad de equipos instalados telemedidos y disminución en la comunicación de los suministros desde abril 2020. También se ha informado un importante aumento de equipos instalados entre 2018 y 2019, factor de éxito en reducción de pérdidas y en el aseguramiento de ingresos sostenidos por medio de esta estrategia tecnológica.

	JUN- 22	JUL- 22	AGO- 22	SEP- 22	OCT- 22	NOV- 22	DIC- 22	ENE- 23	FEB- 23	MAR- 23	ABR- 23	MAY- 23	JUN- 23
Generadores Distribuidos	54	54	53	54	54	54	54	54	54	54	53	53	53
Cabeceras de circuitos	343	350	349	352	352	354	354	354	354	354	353	356	354
Fronteras de sectores	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Segmentos de circuitos	39	42	38	36	38	37	36	41	42	41	41	43	43
Servicio propio en Subestaciones	74	74	73	72	73	72	72	76	76	76	75	74	74
Clientes Indirecta	974	975	972	964	650	950	948	944	941	912	942	949	952
Clientes Semidirecta	5,930	5,893	5,588	5,773	5,517	5,777	5,654	5,436	5,587	5,674	5,559	5,627	5,476
Clientes Directa AMI	66,437	64,923	66,518	65,568	63,396	66,200	65,641	65,121	64,777	64,489	64,511	63,612	63,015
Bordos (ZBI)	246	236	231	226	225	212	221	218	215	215	205	205	210
Macros, Transf. De Distribución	1,052	1,065	1,078	1,068	1,065	1,032	1,029	1,039	1,047	1,036	1,025	1,025	1,022
Clientes con medidor Landis/Gyr	0	0	0	5	9	0	0	0	0	0	0	0	0
	75,157	73,621	74,908	74,126	71,387	74,696	74,015	73,291	73,101	72,859	72,772	71,952	71,207

Tabla N° 36: Suministros Telegestionados Comunicando, por tipo de Suministro

(no incluye AMI Centralizada -154 equipos en junio'23- para efectos de comparación con otros meses, sumando 71,361 equipos comunicando)



Comentario 13 de MHI: *Para efectos de reducción de pérdidas y llevar un control de la medida a nivel de grandes consumos, es relevante avanzar y acelerar la instalación -cada periodo se observa reducción en equipos telemedidos instalados y comunicando-, llevar una comunicación con los suministros cercana al 99% de efectividad, y gestión tele comandada de equipos inteligentes en todos los clientes de mayor consumo, y entre ellos, los clientes del mercado masivo que consumen más de 500 kWh por mes. Se recomienda ir incrementando la proporción de energía facturada por medio de tecnologías de telemedición, protegiendo los ingresos sostenidos en los principales clientes de la empresa. Es relevante, además, que EEH presente resultados mensuales de la gestión de energía recuperada y afluída en este segmento de clientes Telegestionados (en kWh/mes por mercado y tipo de anomalía encontrada); así como un detalle de las acciones realizadas y sus resultados en energía, en qué zonas, sectores, tipo de clientes, nivel de reincidencias, montos de impacto en la facturación y recaudación de la empresa, grado de cumplimiento de los objetivos del plan de pérdidas y rentabilidad de las inversiones de control de pérdidas en estos segmentos, y un conjunto de evidencias e indicadores de seguimiento.*

Proyectos Piloto que ha desarrollado EEH con Medida AMI Centralizada en Altura

Dentro del contexto de Mesas de Trabajo para definir Normas de Medición y de Estructuras de Nuevos Proyectos con AMI Centralizada, el Equipo Técnico de ENEE, EEH y MHI visitaron 3 Zonas donde EEH ha implementado Pilotos con Medición AMI Centralizada en Altura (Residencial Las Hadas, Residencial Las Uvas, Residencial San Ignacio con telemedición), y 1 Zona de Medición con cable trenzado y cajas de derivación de acometidas, sin telemedición (Colonia Villa Nueva).

A continuación, se presenta la evolución con datos disponibles a marzo'23 de los Consumos y las Pérdidas de Energía de las 3 Zonas con AMI Centralizada que lleva registrada EEH.

Medición Centralizada: Balance Pilotos

Período	Iniciales	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23
Usuarios	154	88	89	89	107	107	107	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	153	153	153	153	153	153	153
Compras (kWh)	134,451	56,748	54,932	54,779	77,434	77,592	75,189	78,297	80,331	82,511	80,388	88,599	90,381	94,051	82,842	86,482	87,247	85,587	81,917	79,840	74,676	74,946	76,882	84,474
Ventas (kWh)	80,343	56,019	54,238	54,019	76,344	76,529	74,234	77,212	79,327	81,466	79,373	86,968	87,776	91,408	80,091	83,068	84,500	83,272	79,567	77,440	72,426	72,411	74,610	82,010
Pérdidas (kWh)	54,108	729	694	760	1,090	1,063	955	1,085	1,004	1,045	1,015	1,631	1,072	1,049	1,286	1,920	1,246	758	866	844	710	947	781	875
% Pérdidas	40.24%	1.28%	1.26%	1.39%	1.41%	1.37%	1.27%	1.39%	1.25%	1.27%	1.26%	1.84%	1.19%	1.65%	1.55%	2.22%	1.43%	0.89%	1.06%	1.06%	0.95%	1.26%	1.02%	1.07%
Pérd x Cli kWh	354	8	8	9	10	10	9	7	7	7	7	11	7	7	8	12	8	5	6	6	5	6	5	6

Tabla Nº 37: Consumos y Pérdidas de Energía de las 3 Zonas con AMI Centralizada que lleva registrada EEH en Proyectos Piloto



6.2.2.3. Procesos de Facturación

Para garantizar una correcta facturación, es necesario implementar controles que permitan identificar errores, antes de que el cliente se vea afectado. EEH ha definido un seguimiento a diario que permite realizar controles en sus procesos, los cuales son:

Informe diario de seguimiento a la facturación, el cual contempla lo siguiente:

- Correcta liquidación de Consumos.
- Cambios en los multiplicadores (reporte para corrección).
- Cambios en los sectores (residencial, baja tensión, media tensión y alta tensión).
- Facturación de libros según el calendario de lectura.
- Inconsistencias en cuentas nuevas facturadas.
- Consumos promediados, consumos cero, consumos fijos.
- Seguimiento a la facturación de conceptos (energía, alumbrado público, cargos por comercialización, cargos por regulación, etc.) por tarifa y sector.
- Seguimiento de la facturación diaria donde incluye la recuperación y afloramiento de energía.
- Seguimiento de Ajustes / rectificaciones.
- Seguimiento de altas / bajas.
- Seguimiento del cobro de cortes y reconexiones.

6.2.2.4. Consumos Cero

Para el mes de junio'23 se facturaron 215,841 clientes con consumo cero, 6,638 casos menos que el mes pasado (222,479 casos). El segmento Masivo concentra el mayor de los casos, con 212,384 casos (el 98.4%) y Gobierno con 2,754 casos (el 1.28%).

EEH informa en sus reportes mensuales que el 70% de estas cuentas, aproximadamente, presentan consumo cero por diferencia de lectura, de manera que es necesario realizar pruebas al equipo de medida o reemplazarlo. Es necesario intensificar las campañas que permitan, por un lado, leer y medir en forma real estos clientes y, por otro, “depurar” a casos de consumos cero y evaluar su salida del proceso de facturación, además de dejarlos como potenciales para darles de baja, en los casos que lo ameriten.

Dentro de este grupo se encuentran los “promedios con consumo cero”. Los casos del mes de mayo pasado sumaron 4,906, y muestran valores similares a los últimos meses entre noviembre'22 y abril'23, con valores de 4,753 (noviembre), 4,807 (diciembre), 4,845 (febrero), 4,932 (marzo) y 5,182 (abril); en enero'23 no se dispuso de esta información. A continuación, se presentan las

novedades que generan cifras comparativas de estos promedios en marzo'23 (los datos de abril a junio'23 no se disponen), de manera que se transcriben los datos del último mes con datos para tener referencia de las novedades asociadas a estos promedios con consumo cero:

Novedades	Clientes
Servicio Directo - Habitado	2,350
Posible Parado con Carga - Con Lectura	661
Dificultad para Leer Medidor interno Sin Lectura	360
Sin Acceso a la Zona - Zona en conflicto	279
Posible daño al medidor - Digital Dañado	262
Dificultad Operativa - Problemas Climáticos	138
Medidor no coincide - Medidor no coincide	112
Posible daño al medidor - Agujas descentradas	72
Medidor Dañado - Tapa principal rota con manipulación	65
Lectura Ausente	64
Otras Novedades	569
Total	4,932

Tabla N° 38: Novedades asociadas a Promedios con Consumos Cero y Cantidad de Clientes

A continuación, se describen “Otras Novedades” de los Consumos Cero por Promedio de la tabla anterior.

Otras Novedades	Clientes
Asociado al equipo de medida	257
No Encontrado	56
Asociado al Sistema Comercial	55
Fuera de Norma Técnica	95
Fuerza Mayor	58
Sin Novedad	16
Caso Fortuito	16
Posible no consumo	16
Total	569

Tabla N° 39: Otras Novedades asociadas a Consumos Cero y Cantidad de Clientes



6.2.3. Sistemas de Información e InCMS

En el Reporte Mensual de TI de Junio 30 de 2023, el Consultor Especialista en TI de MHI, Ing. Dan Lohr, se refiere a la situación actual de TI en EEH.

Resumen de Actualización de MHI – TI-EEH – Junio 2023

1.0 Resumen de actualización mensual de TI EEH

EEH y ENEE continúan enfocando sus esfuerzos en el proyecto de transición de EEH a ENEE. Ambas organizaciones siguen avanzando significativamente en la ejecución de las actividades de transferencia de conocimientos de TI de EEH a ENEE y están a tiempo de completar esto a mediados de julio de 2023.

ENEE ha completado el 92% del trabajo necesario para analizar y asegurar ofertas de los proveedores de EEH que tienen contratos de subcontratación. Sin embargo, dos de los contratos clave de TI actualmente todavía están en negociación, con problemas importantes sin resolver.

En estos momentos, ENEE está esperando una extensión en la transición y financiamiento antes de firmar cualquier nuevo contrato con proveedores después de la toma de control. MHI está preocupado de que ENEE no sea capaz de cerrar estos contratos lo suficientemente pronto para evitar posibles interrupciones operativas después de la terminación del contrato con EEH el 18 de agosto de 2023.

ENEE continúa trabajando en las actividades relacionadas con el subproyecto de adquisición de activos y operaciones de EEH, y ha indicado que ahora están esperando la aprobación de los planes, el cronograma y los requisitos de financiamiento para estas actividades.

Se esperaba que estas aprobaciones se hubieran concedido a mediados de junio de 2023 para asegurar suficiente tiempo para completar las actividades previas a la toma de control antes del 18 de agosto de 2023.

MHI está preocupada de que mientras más tiempo tomen las aprobaciones, mayores serán las posibilidades de una interrupción operativa el 18 de agosto de 2023 y más allá de ello. Ahora quedan menos de seis semanas para que ENEE complete las actividades críticas previas a la toma de control.

Las siguientes son las principales actividades de transición trabajadas en junio:

- El proceso de transferencia de conocimientos de TI, incluyendo la entrega de documentación de TI y la capacitación de expertos funcionales de ENEE en aplicaciones, operaciones e infraestructura de TI. EEH ha completado ahora más del 90% de las sesiones de transferencia de conocimiento planificadas y está en camino de finalizarlas a mediados de julio de 2023.



- La revisión de los contratos de tecnologías de la información (TI) de EEH por parte de ENEE y las reuniones de seguimiento con los proveedores para negociar y solicitar nuevos contratos propuestos después de la toma de control por parte de ENEE, siguen en marcha.

ENEE sigue progresando en esta actividad, con el 92% de los contratos ya revisados y las renegociaciones con los proveedores en curso. ENEE ha recibido ofertas de aquellos proveedores a los que les ha pedido nuevos contratos a partir del 18 de agosto de 2023. Sin embargo, las negociaciones se han estancado con dos proveedores clave: *Soluciones Globales con soporte a SOEEH/SIAPEEH* y *Comware con el Centro de Atención al Cliente subcontratado*.

- La propuesta de solicitud de ENEE para una extensión de transición provisional de uno o dos años para continuar operando la distribución/comercialización bajo contratos, personal, instalaciones, equipo, etc. existentes. Esta propuesta está siendo revisada y se espera que sea adoptada.
- La planificación y programación en curso de la toma de control de las operaciones de EEH el 18 de agosto de 2023. El Departamento de TI de ENEE ha desarrollado la mayor parte de sus planes para la toma de control de EEH y ahora está trabajando en obtener el inventario de activos de EEH para poder planificar su verificación y adquisición. El plan de transición se está desarrollando bajo supuestos tales como una extensión en la transición, retención del personal operativo actual de EEH y sus instalaciones, aprobación del presupuesto solicitado, aprobación de la renegociación de los contratos de proveedores de EEH, entre otros.

EEH casi ha completado el proyecto de actualización y ampliación del sistema SCADA, quedando solo algunos elementos por implementar en julio de 2023 (La interfaz EnerGIS y la interfaz ENEE SCADA ODS). El nuevo sistema SCADA ahora controla 52 subestaciones (en comparación con las 7 del antiguo sistema) y 440 RTU's (en comparación con los 66 del antiguo sistema) que fueron detalladas en el proyecto.

El otro gran proyecto de TI restante, las mejoras de EnerGIS, también se está acercando a su finalización y se espera que el último elemento esté en producción a mediados de julio de 2023.

EEH no tiene previsto llevar a cabo otros grandes proyectos de TI, ya que se centra en mantener sus aplicaciones e infraestructuras actuales y apoyar el proyecto de transición de EEH a ENEE.

Recomendaciones relacionadas con el proyecto de transición de EEH a ENEE:

1. Establecer fechas para las decisiones clave relacionadas con el proceso de transición. Las decisiones clave incluyen:
 - 1) La aprobación de la extensión de la transición de EEH por un período determinado de tiempo,



- 2) La aprobación de la financiación para la extensión/renegociación/mitigación de cada uno de los contratos de TI de EEH que vencen en agosto de 2023,
 - 3) La aprobación de la estrategia y financiación para la contratación de personal en las operaciones de TI,
 - 4) La aprobación y financiación de la estrategia para las instalaciones e infraestructuras de EEH (oficinas, equipos, comunicaciones, etc.).
 - 5) Desarrollar una matriz con las fechas requeridas para estas decisiones y aprobaciones, con las implicaciones de no cumplir con estas fechas, y proporcionar esta matriz a los principales interesados.
2. Monitorear el proceso de transferencia de conocimientos de TI para asegurarse de que se están cumpliendo los requisitos para permitir que ENEE gestione y apoye eficazmente las operaciones de TI a partir del 18 de agosto de 2023. Esto debería incluir un proceso de aprobación por parte de EEH y ENEE después de completar cada una de las áreas de transferencia de conocimientos de TI.

La aprobación incluiría el reconocimiento de que se ha proporcionado toda la documentación requerida y que se ha completado con éxito la formación del personal asignado de ENEE.

Tanto ENEE como EEH han indicado que el proceso de transferencia de conocimientos está yendo por buen camino y según lo programado, pero aun así se recomienda tener un procedimiento formal de aprobación para garantizar la transparencia.

3. Desarrollar un plan detallado y un calendario para las actividades de transición requeridas para la toma física de control antes del 18 de agosto de 2023. Esto incluirá actividades como:
- 1) La inserción del equipo directivo de ENEE en la operación de EEH que se va,
 - 2) La formación del personal de ENEE por parte del personal de EEH para ser insertados en la operación,
 - 3) La Capacitación del personal de EEH requerida debido a las nuevas políticas y procedimientos que se agregaran en las operaciones de EEH,
 - 4) La revisión y aprobación de la toma de posesión de los activos de EEH,
 - 5) La Adición del personal de ENEE en las operaciones de EEH (si es necesario),
 - 6) La configuración, renovación, reemplazo de los activos de EEH existentes si es necesario (o adición de nuevos activos en las operaciones de EEH),
 - 7) El desarrollo e incorporación de nuevas políticas, procedimientos y estándares en las operaciones de EEH según sea necesario. ENEE ha indicado que está trabajando en planes de transición detallados, pero es fundamental que esto se complete lo antes posible para permitir una transición sin problemas.

ENEE ha indicado que su plan de transición se completará a mediados de junio y estará listo para su revisión y aprobación en ese momento.



2.0 Proyectos/Iniciativas TI de EEH:

1. Proyecto de Transición EEH a ENEE:

Para MHI el enfoque principal de EEH TI_ ENEE TI es el proyecto de transición de EEH a ENEE, que incluye un plan y un cronograma exhaustivos para la transición de los activos de TI de EEH a ENEE al final del contrato del operador.

Este proyecto es necesario para garantizar una transición sin problemas con poco o ningún impacto negativo en el rendimiento del nuevo operador y en sus responsabilidades de servicio al cliente.

La transición requiere una planificación considerable para garantizar que se lleven a cabo actividades exhaustivas y efectivas de transferencia de conocimientos, capacitación y entrega de activos antes del final del contrato de EEH.

Este plan crítico es un subconjunto de un plan de transición corporativo general que incluiría elementos como la estrategia de personal de EEH/ENEE, la estrategia de renovación de contratos de terceros de EEH, la estrategia de activos/infraestructura de confianza de EEH, la estrategia financiera, la estrategia de transferencia de conocimientos/capacitación, etc.

A inicios del 2021 EEH desarrolló un plan y un cronograma para un proyecto que proporcionaría al personal de ENEE una transferencia integral de conocimientos del InCMS en previsión de la eventual transferencia de custodia del InCMS. EEH planificó el inicio de este proyecto para mediados de 2021, sin embargo, se pospuso debido a que las partes interesadas clave solicitaron la extensión del alcance del proyecto a todas las aplicaciones de TI. (Aplicaciones, hardware, y servicios de contratos).

A inicios del 2023, ENEE y EEH han trabajado en conjunto para el desarrollo de planes y cronogramas preliminares para el proyecto de transición. EEH había iniciado el proceso de planificación detallado mediante el desarrollo de un plan de transición y un cronograma propuestos en el mes de enero de 2023 para que las partes interesadas clave lo revisaran.

Además, EEH había distribuido sus contratos de proveedores para su consideración en el proceso de transición. Con estos documentos de planificación, EEH y ENEE participaron en un taller de planificación de la transición y comenzaron a desarrollar el plan y el cronograma de trabajo de la transición.

Las dos organizaciones se reúnen regularmente para gestionar los planes y horarios requeridos durante los próximos 5 meses para esta transición. Las actividades de transición han estado en marcha durante dos meses, centrándose en los subproyectos de transición:

1A: transferencia de conocimiento de EEH a ENEE en TI y



1B: gestión de los contratos de TI de EEH.

La planificación del subproyecto de transición:

1C: Toma de control de las Operaciones de TI de EEH en agosto de 2023 se ha desarrollado asumiendo que ENEE asumirá la gestión de las operaciones de EEH con una extensión de la transición de uno a dos años.

La suposición es que la mayoría de los contratos de proveedores de EEH serán renegociados bajo términos similares a los que existen actualmente con EEH, incluyendo el personal (retención, contratación y capacitación), instalaciones, activos, subcontratación, etc. Con estas suposiciones, ENEE ha elaborado los planes de transición para extender los contratos de proveedores existentes de EEH (extensión, renegociación y terminación), financiamiento (presupuestos, requisitos de fondos, flujo de efectivo, etc.) y activos de EEH (operaciones, mantenimiento, reemplazo, retiro, etc.).

1A. Proyecto de Transición EEH a ENEE – Transferencia de Conocimiento TI:

EEH y ENEE han desarrollado un plan y cronograma completo de transición de conocimientos.

La estrategia para la transferencia de conocimientos está enfocada en la capacitación de EEH a los líderes funcionales de ENEE en todos los aspectos de mantenimiento, soporte, y operación las aplicaciones e infraestructura de TI. Los líderes funcionales de ENEE serán entonces los recursos clave utilizados en el subproyecto **1C - Toma de control de las operaciones de IT de EEH en agosto de 2023**. Sus responsabilidades incluirán la formación del personal de ENEE y la operación y mantenimiento de las aplicaciones y la infraestructura de IT.

Las actividades de transferencia de conocimientos comenzaron en febrero de 2023 y se extienden hasta mediados de julio de 2023. Este es un proceso integral que incluye la revisión y entrega de documentación, la capacitación de los líderes funcionales de ENEE y la observación por parte de los líderes funcionales de ENEE del personal de EEH. Las actividades de transferencia de conocimientos se han llevado a cabo según lo programado (con varias sesiones adicionales añadidas a solicitud de ENEE) y han recibido críticas positivas sobre su efectividad tanto por parte del personal de EEH como de ENEE.

No se espera que haya problemas o dificultades importantes con este subproyecto. Se espera que este subproyecto cumpla con el cronograma de mediados de julio.

1B. Proyecto de Transición EEH a ENEE – Gestión de Contratos TI EEH:

EEH TI utiliza la subcontratación para mantener y dar soporte a la mayoría de las aplicaciones e infraestructuras de TI de EEH. La gestión efectiva de los contratos de TI de EEH es una de las actividades críticas de ENEE para asegurar que las operaciones de distribución / comercialización no se vean interrumpidas tras la toma de control de EEH. ENEE ha indicado que tiene estrategias a largo plazo para realizar la mayor parte de las operaciones de TI dentro de la distribución/comercialización utilizando su propio personal y equipo.



Sin embargo, ENEE no tiene tiempo antes de la toma de control de EEH para internalizar las operaciones de TI, por lo que la estrategia es renegociar temporalmente los contratos de TI existentes mediante la extensión del período de transición por dos años.

Después de una revisión cuidadosa de los contratos de EEH existentes (incluidos los contratos de TI), ENEE ha recomendado que la mayoría de esos contratos de EEH se extiendan al menos por un año. ENEE se reunió con los proveedores y solicitó nuevos contratos para el período de extensión de transición (ENEE solicitó algunos cambios en algunos contratos).

La mayoría de los proveedores han proporcionado a ENEE los nuevos contratos y están esperando una respuesta de ENEE. ENEE ha indicado que están esperando la aprobación de la extensión de transición y los fondos necesarios para avanzar con la ejecución de los contratos.

Sin embargo, hasta el 5 de julio de 2023, aún no se ha confirmado la aprobación tanto para la extensión de transición como para la financiación de los contratos.

Además, ENEE todavía está negociando los términos de algunos contratos clave de TI. Los dos contratos clave de TI pendientes son importantes para el soporte eficiente de los servicios y procesos comerciales. Los dos contratos son los siguientes:

1. El contrato con Soluciones Globales para el soporte, mantenimiento y mejora de dos aplicaciones clave desarrolladas por EEH: SOEEH (front-end de servicios al cliente) y SIAPEEH (servicios de telemetría). La información detallada de estas dos aplicaciones es la siguiente:

SOEEH - funcionalidad de servicio al cliente. Esta aplicación admite la funcionalidad de servicios al cliente comerciales, como la configuración de nuevos clientes, instalaciones y reemplazos de medidores, etc. EEH originalmente utilizó plantillas de Soluciones Globales para desarrollar la mayor parte de esta aplicación. En la última parte del contrato de siete años de EEH, el mantenimiento y la mejora de esta aplicación se subcontrataron a Soluciones Globales.

SIAPEEH - funcionalidad de telemetría. SIAPEEH es una aplicación basada en web para la consolidación de datos de telemetría, generación de informes y órdenes de servicio para proporcionar funcionalidad adicional de servicios de medición. EEH originalmente utilizó plantillas de Soluciones Globales para desarrollar la aplicación. En la última parte del contrato de siete años de EEH, el mantenimiento y la mejora de esta aplicación se subcontrataron a Soluciones Globales.

EEH ha indicado que las aplicaciones SOEEH y SIAPEEH son propiedad de Soluciones Globales y, por lo tanto, el contrato para el soporte y mantenimiento de estas aplicaciones incluye costos de licencias. ENEE ha revisado los detalles relacionados con el desarrollo de



las aplicaciones y está de la opinión de que son un activo de EEH y que la propiedad debería transferirse a ENEE al final del contrato de EEH. ENEE necesita resolver el problema de propiedad antes de acordar la renegociación del contrato de soporte y mantenimiento de Soluciones Globales.

2. El contrato con Comware para proporcionar servicios de centro de contacto comercial de EEH.

El Centro de Contacto de EEH está completamente externalizado, proporcionando recursos humanos, software de aplicación y hardware para brindar este servicio.

El software de aplicación está interconectado con varias aplicaciones de EEH, incluidas InCMS y SOEEH, para proporcionar información al cliente y realizar pedidos de servicio según lo requiera el consumidor de EEH.

La mayoría de los servicios y la infraestructura se encuentran fuera del país. El Centro de Contacto externalizado de EEH es el centro de servicio para que los clientes de EEH adquieran información de facturación y servicio, inicien nuevos servicios o proporcionen mantenimiento de servicio y realicen acuerdos de pago. La aplicación incluye la provisión de respuestas automatizadas a consultas y solicitudes normales, así como interfaces con diversas aplicaciones comerciales de EEH para obtener la información requerida y generar los pedidos de servicio al cliente necesarios.

Comware emplea personal remoto no hondureño para atender las llamadas de servicio de los clientes. ENEE ha indicado que requiere que este servicio sea proporcionado por personal hondureño y esté ubicado en el país. Comware no está dispuesto a cumplir con este requisito y las negociaciones se encuentran actualmente estancadas.

ENEE entiende que hay poco tiempo para completar las negociaciones y obtener la aprobación para otorgar los nuevos contratos antes de su toma de control el 18 de agosto de 2023. Aun así, confían en que podrán obtener la aprobación a tiempo para firmar los nuevos contratos con los proveedores y evitar cualquier degradación en el rendimiento o impacto negativo en las operaciones.

MHI tiene preocupaciones de que con solo seis semanas restantes antes de que finalicen los contratos existentes de EEH y con dos contratos clave de TI aún sin renegociar, los riesgos de interrupciones en las operaciones y una reducción en el rendimiento del servicio al cliente sean una posibilidad real en el momento del cambio de operador del contrato de EEH.

1C. Proyecto de Transición de EEH a ENEE –Adquisición de Operaciones y Activos de EEH Agosto 2023:



ENEE TI se enfoca actualmente en la transferencia de conocimiento y la renegociación de contratos de TI de EEH a ENEE, subproyectos 1A y 1B de la transición de EEH a ENEE. ENEE TI también está preparando presupuestos y planes de personal que se requerirán al final del contrato de EEH. Para hacer esto, ENEE TI ha estado haciendo ciertas suposiciones relacionadas con decisiones clave que deben tomar los altos directivos de ENEE, incluyendo:

- 1) Extensión de la transición por otros dos años,
- 2) Retención del personal de EEH,
- 3) Extensión de los arrendamientos relacionados con las instalaciones, equipos, vehículos y otros activos actuales de EEH,
- 4) Aprobación del presupuesto de TI requerido para respaldar la organización de TI, nuevos contratos y otros activos requeridos al final del contrato.

El subproyecto incluye las actividades requeridas para tomar el control de la gestión y operaciones de EEH el 18 de agosto de 2023.

ENEE se encuentra trabajando en un plan detallado y en un cronograma para las actividades necesarias para completar efectivamente el proceso de adquisición sin ninguna interrupción de rendimiento. Las actividades clave de este subproyecto incluirían lo siguiente:

- Reorganización de la organización de distribución/comercialización de EEH.
- Integración de la gestión de ENEE, el personal existente de ENEE y del nuevo personal contratado en la organización de distribución/comercialización de ENEE.
- Capacitación liderada por ENEE (a través del actual proceso de transferencia de conocimiento) para el personal actual de ENEE y el personal recién contratado que se incorporara en las operaciones de distribución/comercialización.
- Capacitación del personal de distribución/comercialización restante de EEH requerida debido a las nuevas políticas y procedimientos que se incorporaran en las operaciones de distribución/comercialización.
- Verificación de la toma de posesión de los activos de EEH.
- Configuración, renovación o reemplazo de los activos de EEH existentes si es necesario (o incorporación de nuevos activos en las operaciones de EEH).
- Desarrollo e integración de nuevas políticas, procedimientos y normas en las operaciones de EEH según sea necesario.

Para asegurar que la toma de control de las operaciones de EEH por parte de ENEE se pueda llevar a cabo sin problemas de rendimiento, las estrategias, actividades, calendario y financiamiento para el subproyecto deberían haber sido aprobados a mediados de junio.

ENEE aún está esperando las aprobaciones para la extensión del período de transición y los fondos necesarios para dicha extensión. Ahora, ENEE espera obtener las aprobaciones a principios de julio de 2023.

MHI está preocupado de que ENEE no tenga suficiente tiempo para llevar a cabo todas las actividades de transición necesarias antes del 18 de agosto de 2023, fecha en la que se termina



el contrato de EEH. A menos que ocurra una intervención importante pronto, ENEE corre un considerable riesgo de experimentar una degradación del rendimiento en la distribución una vez que el contrato de EEH finalice el 18 de agosto de 2023 y después de esa fecha.

2. Mejoras de EnerGIS:

Este proyecto agrega nuevos módulos, funcionalidades e interfaces a la aplicación operativa EnerGIS. EEH está operando completamente con los siete módulos adicionales y dos de las tres interfaces con otras aplicaciones de EEH. El proyecto de mejora de EnerGIS ha estado en curso desde 2018 y nueve de los diez elementos programados (Integración DigSILENT, integración de Macromedición, integración de ArcGIS, gestión de interrupciones, administración de información de disponibilidad, consignación de activos, planificación de mantenimiento y gestión de materiales en cuadrillas móviles) están en producción. La interfaz SAP para la gestión de materiales se puso en servicio en septiembre de 2022, y la interfaz de SAP HR (seguimiento de horas extras para fines de nómina) se pondrá en servicio a finales de mayo de 2023. El último elemento programado pendiente (integración de SCADA) se está desarrollando actualmente y se espera que se ponga en producción en junio de 2023.

3. Medida centralizada:

(Nota: sin avances en el último mes). EEH había asignado máxima prioridad al proyecto de medida directa centralizada debido a su impacto potencial en la reducción de pérdidas no técnicas de energía.

EEH instaló una infraestructura de aplicaciones de medida directa con dos pilotos de 72 medidores con capacidad de telemedida durante enero de 2021. Los resultados hasta la fecha son positivos (las pérdidas disminuyeron del 28,5% a menos del 2%).

EEH actualmente tiene un total de 153 medidores centralizados en servicio. EEH planeaba instalar al menos 30,000 más para el 30 de noviembre de 2022 y más en el último año del contrato.

Sin embargo, estos planes han estado suspendidos durante todo el año 6 y año 7 debido a la falta de disponibilidad de los fondos de inversión reembolsables necesarios para comprar e instalar los medidores. No se espera que este proyecto se reinicie antes de que finalice el contrato de EEH. ENEE ahora está planificando cómo proceder con sus proyectos de telemedida una vez que tomen el control de las operaciones a mediados de agosto de 2023.

4. Actualización SCADA:



Este proyecto actualizará y ampliará la aplicación SCADA actual para incluir 52 subestaciones (de las 7 actuales) y 440 reconectores (de los 66 actuales). La aplicación entró en producción en noviembre de 2022 y ahora controla 50 subestaciones y 440 reconectores.

En el último mes, el equipo del proyecto conectó las últimas dos subestaciones dentro del alcance del proyecto a la nueva aplicación SCADA, lo que completa las conexiones para todas las subestaciones y reconectores contratados. EEH trabajará para conectar las tres subestaciones restantes que aún no están conectadas a la nueva aplicación (estas no estaban dentro del alcance del proyecto) antes del 18 de agosto, si es posible. EEH todavía está trabajando en los siguientes elementos restantes: [no se proporcionó la lista de elementos restantes en el texto proporcionado].

- Completar el desarrollo y activar la conexión entre el nuevo sistema de SCADA de Distribución (Sherpa) y el sistema de SCADA ODS de ENEE (GE).
- Completar el desarrollo y activar la interfaz entre SCADA y EnerGIS.

Estas actividades del proyecto se han retrasado en los últimos meses, pero se espera que se completen a mediados de julio de 2023.

3.0 Proyectos de TI EEH / Tabla de Elementos Clave de TI

	Proyecto	Fecha Inicio	Fecha Final Programada	Comentarios
1A	Transición EEH a ENEE - Transferencia de conocimiento de TI	Febrero 2023	Julio 2023	Este subproyecto de transición proporcionará una transferencia de conocimiento integral de las operaciones, aplicaciones e infraestructura de TI a través de sesiones de capacitación de TI, entrega de documentos de TI y sombreado de personal. Nota: El proyecto de transición (con personal clave de ENEE y EEH) comenzó en febrero de 2023 con un taller para desarrollar actividades y cronogramas para la transición de las operaciones de EEH a ENEE.
1B	Transición EEH a ENEE - Gestión de Contratos TI de EEH	Febrero 2023	Agosto 18 2023	Este subproyecto de transición se centra en las decisiones y acciones de ENEE relacionadas con los contratos de TI de EEH que vencerán en agosto de 2023.

	Proyecto	Fecha Inicio	Fecha Final Programada	Comentarios
				Nota: El proyecto de transición (con personal clave de ENEE y EEH) comenzó en febrero de 2023 con un taller para desarrollar actividades y horarios para la transición de las operaciones de EEH a ENEE.
1C	Transición EEH a ENEE - Adquisición de las operaciones de TI de EEH	Febrero 2023	Agosto 18 2023	Este subproyecto de transición incluye todas las actividades necesarias para garantizar que la ENEE asuma efectivamente el control de gestión de todos los activos y operaciones de TI de EEH el 18 de agosto de 2023. Nota: el proyecto de transición (que cuenta con recursos clave de la ENEE y la EEH) comenzó en febrero de 2023 con un taller para desarrollar actividades y cronogramas para la transición de las operaciones de la EEH a la ENEE.
2	Mejoras en EnerGIS	Mediados de 2018	1- Completado 2- Completado 3- Completado 4- Completado 5- Completado 6- Completado 7- Completado 8- Completado 9- Julio 2023 10- Completado	Proyecto de mejora EnerGIS: 1. Integración DigSILENT 2. Integración Macro medición 3. Integración ArcGIS (ENEE – EEH) 4. Modulo OMS (EnerGIS) 5. Integración SAP (MM en operación, HR en desarrollo) 6. Administración de información de disponibilidad (EnerGIS) 7. Módulo de consignación de activos (EnerGIS) 8. Módulo de Planificación de Mantenimiento (EnerGIS) 9. Integración SCADA 10. Gestión de Materiales en Cuadrillas Móviles.
3	Medida Centralizada	2021/01/01	2023/08/18 (séptimo año)	El proyecto de medición centralizada estaba programado para instalar hasta 30,000 medidores centralizados en el sexto año y séptimo año. Nota – Debido a la falta de disponibilidad de fondos de reembolso de inversión, este proyecto se suspende y no se reiniciará antes de la terminación del contrato de EEH.



	Proyecto	Fecha Inicio	Fecha Final Programada	Comentarios
4	Actualización SCADA	Mediados 2019	Julio, 2023	Este proyecto implementará una actualización a la aplicación SCADA y agregará 46 subestaciones y RTU a la base de datos y proporcionará una interfaz a EnerGIS. La aplicación ahora está en producción y se continúa trabajando para agregar subestaciones adicionales, RTU y la interfaz EnerGIS al sistema.

Tabla Nº 40: Proyectos de TI EEH / Tabla de Elementos Clave de TI



6.3. Comportamiento Global de la Facturación, Recaudo y Mora

Con relación al comportamiento global de la facturación, a continuación, se presentan gráficos y tablas que muestran sus resultados.

6.3.1. Consumo de Energía Eléctrica en el País

En la tabla y gráficos siguientes, se destacan los meses entre diciembre 2019 y junio 2023, para los últimos 3 años, de manera de identificar la tendencia y la estacionalidad asociada al consumo de energía eléctrica en el país.

Mes	Facturado GWh	Cantidad de Clientes Facturados	Consumo Promedio por Cliente kWh/clte.
Dic-19	480.36	1,872,782	256.5
Ene-20	467.92	1,875,123	249.5
Feb-20	470.34	1,877,317	250.5
Mar-20	506.37	1,882,634	269.0
Abr-20	489.81	1,886,728	259.6
May-20	468.49	1,890,290	247.8
Jun-20	446.83	1,895,949	235.7
Jul-20	483.26	1,897,622	254.7
Ago-20	493.33	1,900,582	259.6
Sep-20	494.91	1,900,865	260.4
Oct-20	511.88	1,902,951	269.0
Nov-20	485.10	1,906,351	254.5
Dic-20	465.52	1,910,572	243.7
Ene-21	476.97	1,912,447	249.4
Feb-21	492.62	1,915,403	257.2
Mar-21	531.37	1,921,105	276.6
Abr-21	547.52	1,924,554	284.5
May-21	564.33	1,927,371	292.8
Jun-21	593.14	1,930,343	307.3
Jul-21	585.93	1,929,874	303.6
Ago-21	582.66	1,931,366	301.7



Mes	Facturado GWh	Cantidad de Clientes Facturados	Consumo Promedio por Cliente kWh/clte.
Sep-21	592.26	1,936,827	305.8
Oct-21	570.94	1,940,297	294.3
Nov-21	543.57	1,940,488	280.1
Dic-21	501.90	1,940,361	258.7
Ene-22	497.71	1,940,413	256.5
Feb-22	496.67	1,940,641	255.9
Mar-22	487.26	1,940,317	251.1
Abr-22	552.98	1,940,001	285.0
May-22	526.44	1,939,862	271.4
Jun-22	557.06	1,940,041	287.1
Jul-22	533.20	1,940,817	274.7
Ago-22	556.35	1,941,917	286.5
Sep-22	564.30	1,944,423	290.2
Oct-22	521.01	1,946,483	267.7
Nov-22	533.10	1,947,903	273.7
Dic-22	517.08	1,949,064	265.3
Ene-23	461.80	1,949,656	236.9
Feb-23	513.70	1,951,394	263.2
Mar-23	524.84	1,954,003	268.6
Abr-23	544.19	1,957,766	278.0
May-23	530.72	1,961,119	270.6
Jun-23	594.41	1,964,629	302.6

Tabla Nº 41: Evolución de la Facturación Mensual, Cantidad de Clientes Facturados y Consumo Promedio por Cliente (kWh/Clte.)

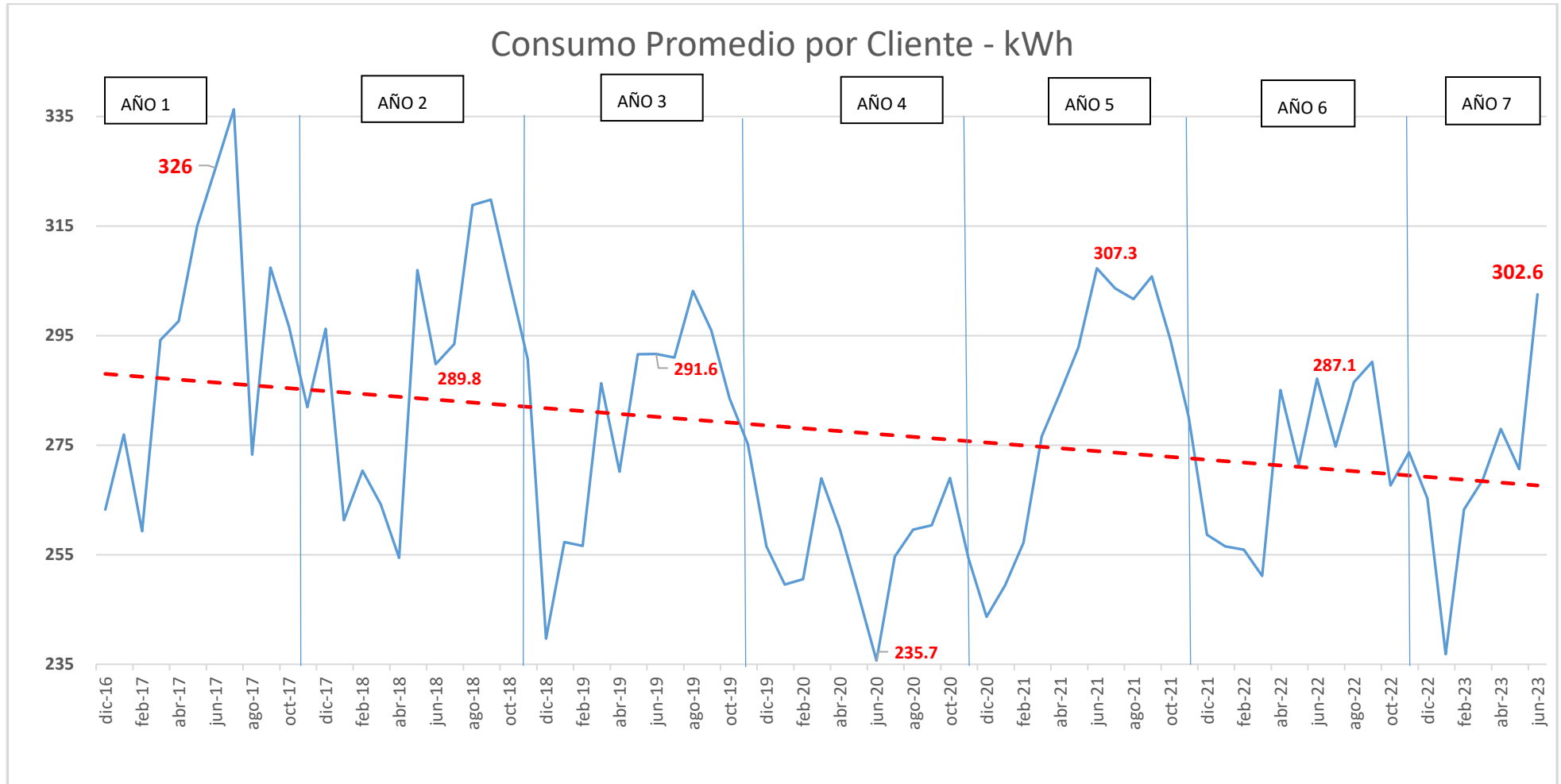


Gráfico N° 26: Comportamiento del Consumo Promedio por Cliente (kWh/Clte.) durante todo el periodo de Operaciones de EEH

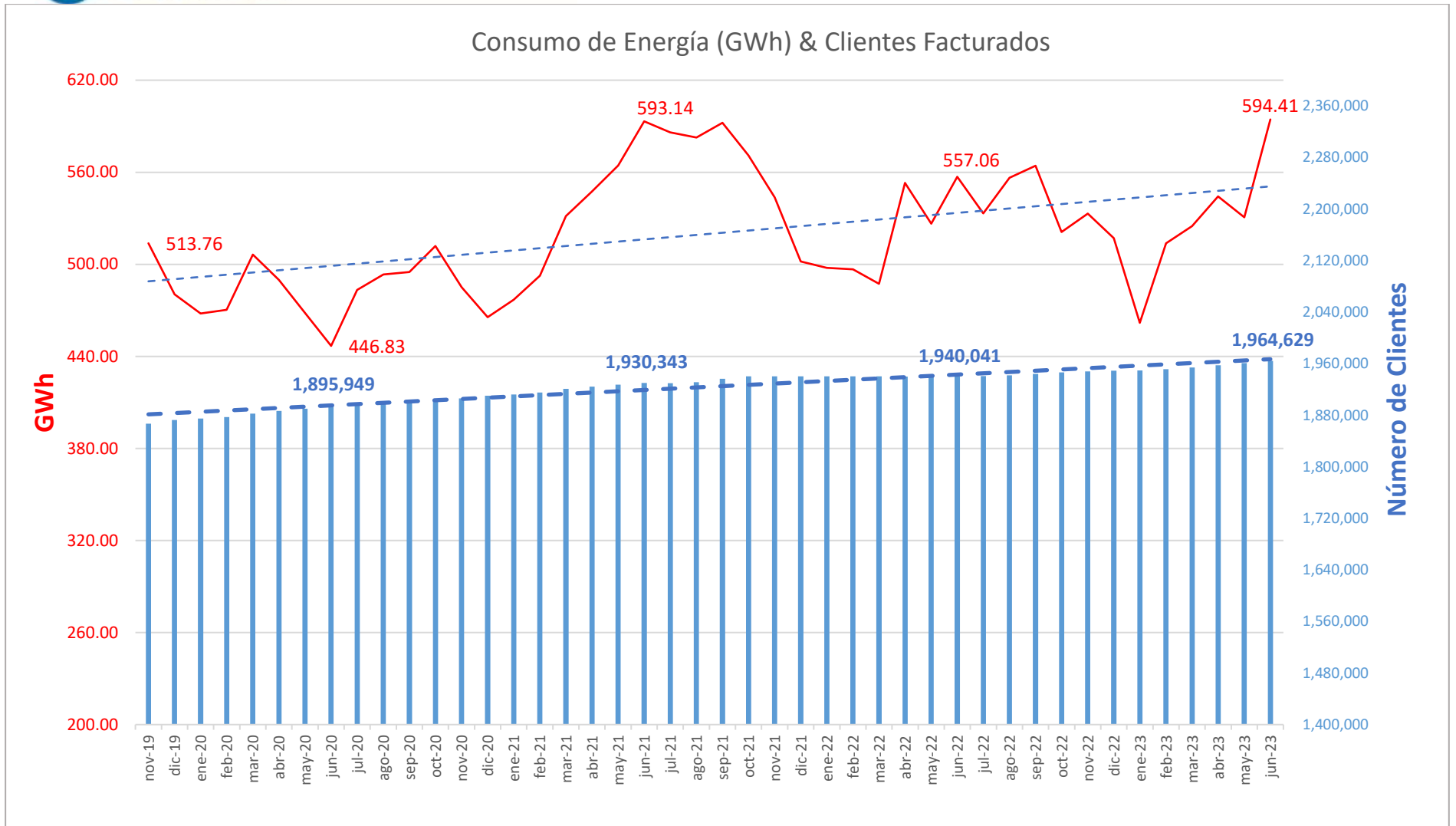


Gráfico Nº 27: Cantidad de Clientes – Comportamiento de Energía Facturada Mensual, durante los 3 últimos años y medio de Operaciones de EEH



Comentario 14 de MHI: La gráfica de Consumos facturados absolutos mensuales que contiene los últimos tres años y medio de datos, se mira una mejora en el volumen de facturación en el año 2021 con el pico entre junio y septiembre, siguiendo la estacionalidad del consumo y una línea de tendencia en recuperación al alza posterior al año 2020 de inicio de la Pandemia. El año 2022 ha tenido un comportamiento diferente a la serie estacional de años anteriores, con consumos menores que el pasado año 2021 y menores picos altos en la curva. Los primeros meses de 2023 han tenido un consumo equivalente al periodo de inicio del año 2021 y con equivalentes picos hacia el presente mes de junio'23.

Un elemento a destacar es la cantidad de clientes facturados de los últimos 24 meses, por debajo de la línea de tendencia histórica, donde se observa disminución en relación a años anteriores y bajo crecimiento vegetativo en estos meses, y concuerda con los retrasos en la respuesta (TPR) de los Nuevos Suministros que solicitan servicio a la empresa, los cuales tienen retrasos máximos de 148 días hábiles en Comayagua en septiembre 2021, 140 días hábiles promedio en San Pedro Sula en junio'22, 102 días hábiles en El Progreso en julio'22, 220 días en Zona Litoral el mes de septiembre'22, o 344 días promedio nacional el mes de marzo'23, a modo de ejemplo. Como se observa en la gráfica anterior, entre fines de junio 2022 y fines de junio 2023, el crecimiento de clientes facturados fue de 24,588; entre fines de junio 2021 y fines de junio 2022, el crecimiento de clientes facturados fue de 9,698; y entre junio 2020 y junio 2021, el crecimiento de clientes facturados fue de 34,394.

Otro elemento relevante en estas gráficas es el efecto de la estacionalidad. Además, es importante destacar que junio'23 fue mayor que junio'22 en valor absoluto por 37.35 GWh, y algo mayor que junio'21 por 1.27 GWh en valor absoluto (facturando 24,588 clientes más en junio'23 que en junio'22 y 34,286 clientes más en junio'23 que en junio'21).

Este junio'23 fue el mes de junio de mayor consumo facturado de toda la historia de operaciones de EEH en el proyecto a nivel global de consumo.

A nivel de consumo promedio por cliente, Junio'23 (302.6 kWh/cliente) fue el tercer mayor mes de junio que todos los meses de junio del proyecto.

A continuación, se detalla la facturación por sector de mercado y promedio por cliente:

Sector de Mercado	Clientes	Energía Facturada (KWh)	% Energía	Facturación Promedio por Cliente y Mercado (kWh/Clte.)	Facturación Lempiras	% Lempiras Facturados	Lempiras Facturados por Cliente y Mercado (HNL/Clte.)
Residencial	1,815,453	266,712,293	44.9%	147	1,187,347,657	39.5%	654
Comercial	129,306	161,387,249	27.2%	1,248	954,187,835	31.7%	7,379
Gobierno	13,301	20,308,962	3.4%	1,527	116,074,087	3.9%	8,727
Autónomo	2,858	12,796,716	2.2%	4,478	100,926,037	3.4%	35,314
Municipalidad	2,194	2,981,864	0.5%	1,359	22,435,017	0.7%	10,226
Industrial	1,229	129,807,847	21.8%	105,621	622,978,989	20.7%	506,899
S. Comunitario	288	412,929	0.1%	1,434	1,799,410	0.1%	6,248
Totales	1,964,629	594,407,860	100%	303	3,005,749,032	100%	1,530

Tabla N° 42: Clientes y Facturación por Sector de Mercado y por Cliente



La tabla anterior permite observar el peso de la facturación por cliente según sector de mercado, en energía y en Lempiras.

Comentario 15 de MHI: Para este mes de junio'23, se observa que, el 0.0626 % de los clientes (1,229) facturan el 20.7 % de la empresa en Lempiras y el 21.8 % en energía (sector industrial); y su facturación promedio por cliente fue de 105, 621 kWh/cliente-mes, y en Lempiras por cliente fue de 506,899 HNL/cliente-mes.

6.3.2. Promedios Facturados

Durante el periodo de Pandemia, y también en el periodo de Huracanes en noviembre'20, EEH incrementó la cantidad de promediados por fuerza mayor y caso fortuito. Comenta EEH que producto de la situación de emergencia nacional debido al COVID-19 y huracanes ETA e IOTA, se han presentado inconvenientes para leer y hacer los desplazamientos, toques de queda y bloqueos en las entradas a los sitios de lectura, así como carreteras principales y rutas sin acceso. Continúa comentando en sus reportes mensuales, que en las localidades donde no fue posible ingresar a tomar lectura, se facturó el suministro bajo promedios por patrones de consumo, en estos casos identificados como fuerza mayor y caso fortuito, y otros casos también promediados independiente de la fuerza mayor y caso fortuito, como se verá en este capítulo.

Con la siguiente lectura real, posterior al periodo de aplicación de promedios, es posible regularizar los consumos efectivos que los usuarios han usado en sus suministros.

Para junio'23 se facturaron 328,637 clientes con patrón de consumo, lo que representa un aumento de 21,855 promedios en comparación al mes de mayo'23 (un aumento de 7.12% en relación al mes anterior).

La tabla siguiente indica la cantidad histórica de clientes promediados entre junio 2022 y junio 2023.

Existe un aumento de promedios de 79,739 casos entre ambos períodos extremos, un 32.04% en aumento con base en junio 2022, con 4 meses en disminución y 8 meses en aumento durante el periodo.

El porcentaje de Promedios entre el total de clientes facturados en el mes de junio'22 es de 12.83% y el de junio'23 es de 16.73% (en aumento).

Observación	Jun-22	Jul-22	Ago-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dic-22	Ene-23	Feb-23	Mar-23	Abr-23	May-23	Jun-23
Asociado de equipo de Medida (Anomalía)	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	228,403	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible
Servicio Directo, fuera de norma	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	34,308	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible
Sin novedad; Lectura no actualizada	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	3,700	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible
Otros (No encontrados, sistema comercial)	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	6,229	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible
Fuerza Mayor	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	17,890	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible
Caso Fortuito	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	11,356	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible	No Disponible
Total Promedios	248,898	246,242	258,251	311,831	316,699	295,797	301,886	300,247	304,292	310,970	313,823	306,782	328,637
Total Clientes Facturados	1,940,041	1,940,817	1,941,906	1,944,423	1,946,483	1,947,903	1,949,064	1,949,656	1,951,394	1,954,003	1,957,766	1,961,119	1,964,629
Crecimiento clientes	+0.01%	+0.04%	+0.056%	+0.13%	+0.11%	+0.07%	+0.06%	+0.03%	+0.09%	+0.13%	+0.19%	+0.17%	+0.18%
Porcentaje Promedios	12.83%	12.69%	13.30%	16.04%	16.27%	15.16%	15.49%	15.40%	15.59%	15.91%	16.03%	15.64%	16.73%
Variación Promedios mes	+4.14%	-1.07%	+4.88%	+20.75%	+1.56%	-6.60%	+2.06%	-0.54%	+1.35%	+2.19%	+0.92%	-2.24%	+7.12%

Tabla N° 43: Comportamiento de Promedios Facturados



Manitoba
HYDRO INTERNATIONAL

Manitoba Hydro International
211 Commerce Drive
Winnipeg, Manitoba
R3P 1A3 Canada
mhi.us.ca

Los datos siguientes de Promedios, tienen como objetivo detallar los mercados donde se aplican y los sectores de clientes relacionados. Los datos son extraídos de una réplica de las bases de datos de EEH (instancia 100.84) y tienen alguna diferencia con los reportados por EEH en los informes de gestión mensuales, como resultado de extraer los datos en un momento posterior al cierre de mes y el dinamismo de las refacturaciones en el tiempo, que genera también tal diferencia; en este mes de junio'23 tal diferencia fue de 263 casos con fuente en la base de datos extraída por MHI por encima de la información que reportó EEH en su informe mensual (un 0.08% sobre los datos del informe de EEH).

Los “Mercados” en EEH fueron abiertos hacia Residencial, Gobierno, Municipalidad, Autónomo, Industrial, Comercial, Servicio Comunitario, de manera que la información se presenta en la siguiente tabla en esos formatos.

Sector Consumo	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23
SERVICIO COMUNITARIO	39	37	42	54	58	52	51	42	46	48	49	54	56
GOBIERNO	1,898	1,991	2,137	2,662	2,797	2,569	2,843	2,706	2,723	2,822	2,910	2,795	2,967
INDUSTRIAL	63	73	85	95	107	104	102	100	108	116	116	105	111
RESIDENCIAL	235,071	232,571	243,976	295,176	298,658	279,703	285,150	283,117	286,052	292,790	295,665	289,188	309,980
COMERCIAL	11,327	11,257	11,501	13,447	14,610	13,461	13,794	14,163	14,814	14,709	14,654	14,321	15,047
AUTONOMO	236	244	281	346	358	319	341	347	358	367	383	360	395
MUNICIPALIDAD	302	305	293	328	353	322	322	326	327	351	329	338	344
Promedios Totales	248,936	246,478	258,315	312,108	316,941	296,530	302,603	300,801	304,428	311,203	314,106	307,161	328,900

Tabla N° 44: Clientes Promediados por Sector de Consumo

Clientes promediados, Gobierno Global - Masivos - Total

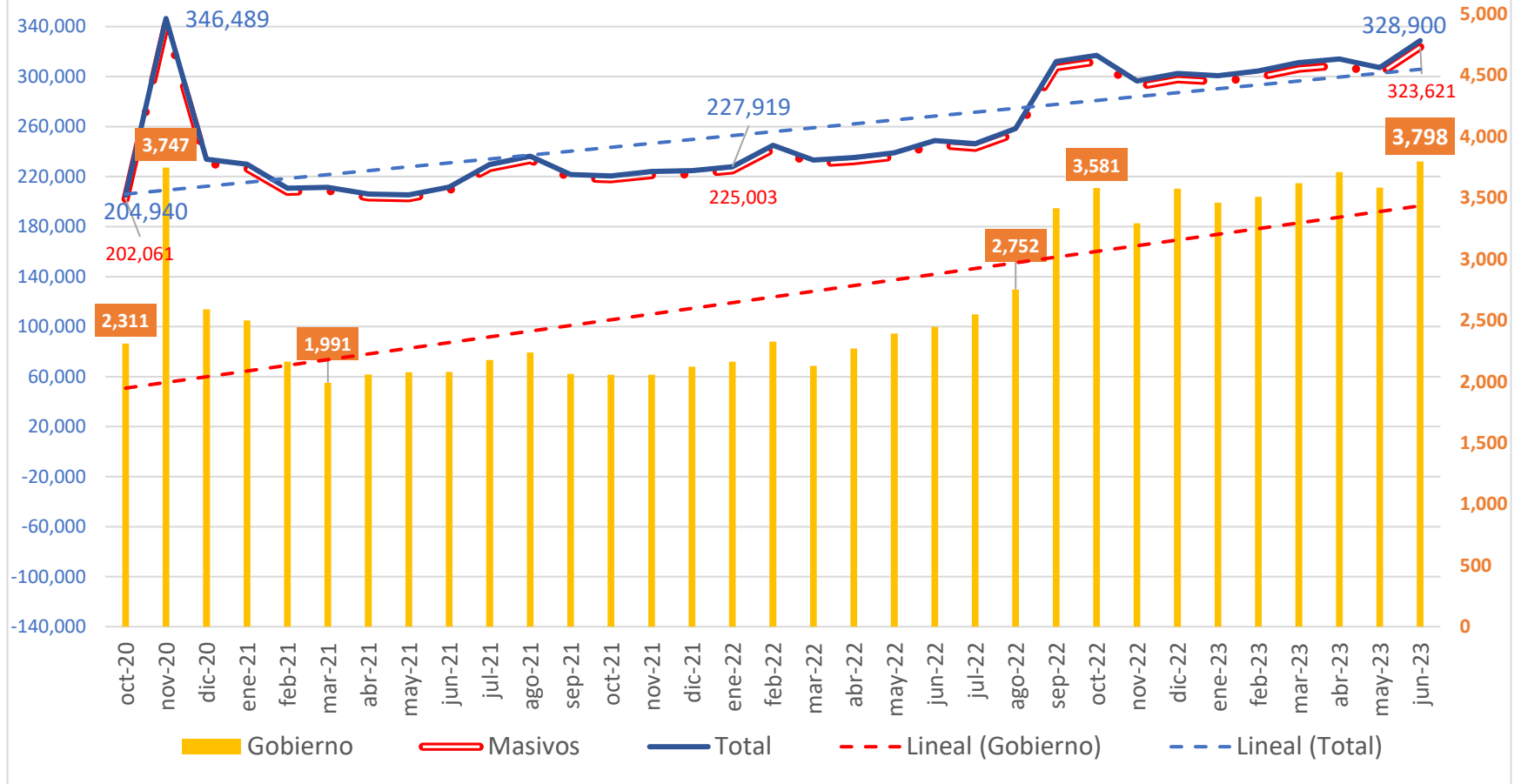


Gráfico Nº 28: Histórico del Número de Promedios Facturados Gobierno Global, Masivos y Total

La Gráfica anterior muestra tres mercados (Masivos, Gobierno Global y Total Promedios), donde la variabilidad del crecimiento de los Promedios en estos mercados ha sido mayor en el periodo analizado. Las agrupaciones de mercados que permiten disponer de Sectores donde se han aplicado los promedios, siguen el siguiente conjunto: Masivos, Gobierno Global, Altos Consumidores, Teleoperadores y Total Promedios.

En la Gráfica se observa que Gobierno Global se incrementa a partir de abril'22 en forma constante y en este mes de junio'23 (3,798) sobrepasa al periodo de máxima facturación promediada como en noviembre'20 (3,747) en plenos eventos de Huracanes y Pandemia en forma conjunta.

El Total de Promedios en junio'23, en todos los mercados, se está acercando a periodos de Huracanes y Pandemia de noviembre'20.

A continuación, se presenta Gráfica con Clientes a quienes se leyó y facturó con **Lecturas Reales** (un 82.3% del total facturado en junio'23), donde se observa una caída en cantidad y proporción sobre el total de clientes leídos y facturados (del 86.2% en junio'22 a 82.3% en junio'23), que en su óptimo debieran ser cercanos al 100%.

Para este mes de junio'23 los **Clientes Estimados** fueron **19,478 abonados** (un 0.99% del total facturado).

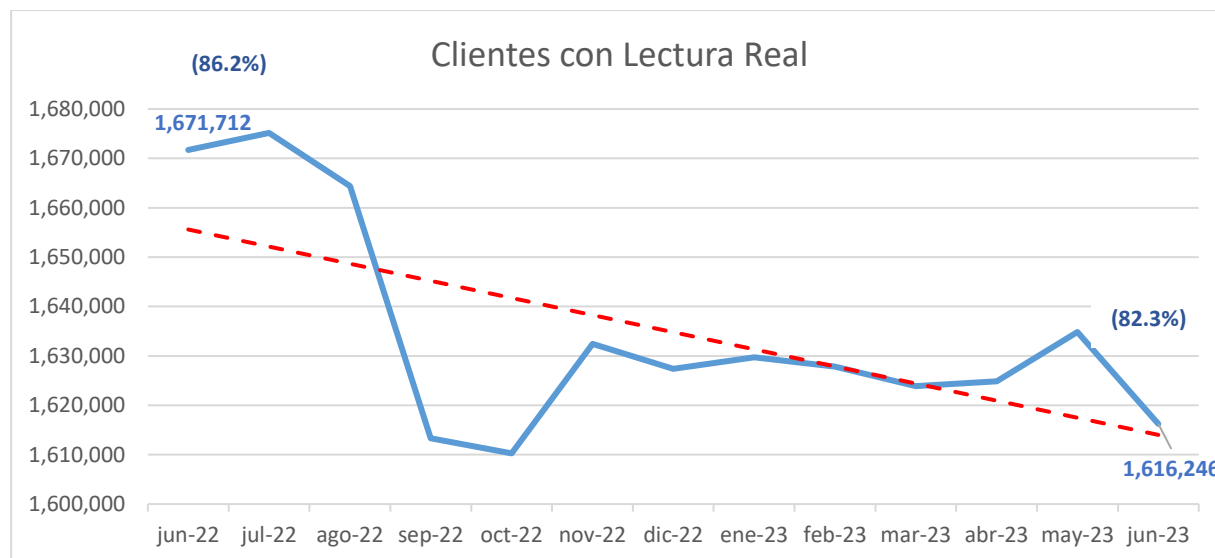


Gráfico Nº 29: Clientes con Lectura Real y proporción sobre Total Facturado



Las tablas y gráficos siguientes permiten identificar las zonas y sectores donde fueron aplicados los promedios en junio'23 y su relación con los clientes totales facturados por Sector y Zona.

Zona EEH	Lectura Real	Promedios	Estimados	Total Clientes Facturados
LITORAL	173,731	39,457	2,449	215,637
CENTRO SUR	778,364	126,868	6,983	912,215
NOR_OCCIDENTE	664,151	162,575	10,046	836,772
Total	1,616,246	328,900	19,478	1,964,624

Tabla N° 45: Clientes con Lectura Real, Promedios y Estimados por Zona

Sectores EEH	Lectura Real	Promedios	Estimados	Total Clientes Facturados
CHOLUTECA\SAN LORENZO	124,261	27,600	2,269	154,130
COMAYAGUA	161,175	30,582	1,255	193,012
DANLI	61,700	6,867	94	68,661
EL PROGRESO	88,004	16,483	2,066	106,553
JUTICALPA	67,728	13,599	1,448	82,775
LA CEIBA	94,631	19,202	766	114,599
SAN PEDRO SULA	321,148	90,763	4,672	416,583
SANTA CRUZ	79,514	21,650	900	102,064
SANTA ROSA	172,273	32,415	2,276	206,964
TEGUCIGALPA	369,077	49,884	2,112	421,073
TOCOA	76,735	19,855	1,620	98,210
Total	1,616,246	328,900	19,478	1,964,624

Tabla N° 46: Clientes con Lectura Real, Promedios y Estimados por Sector EEH

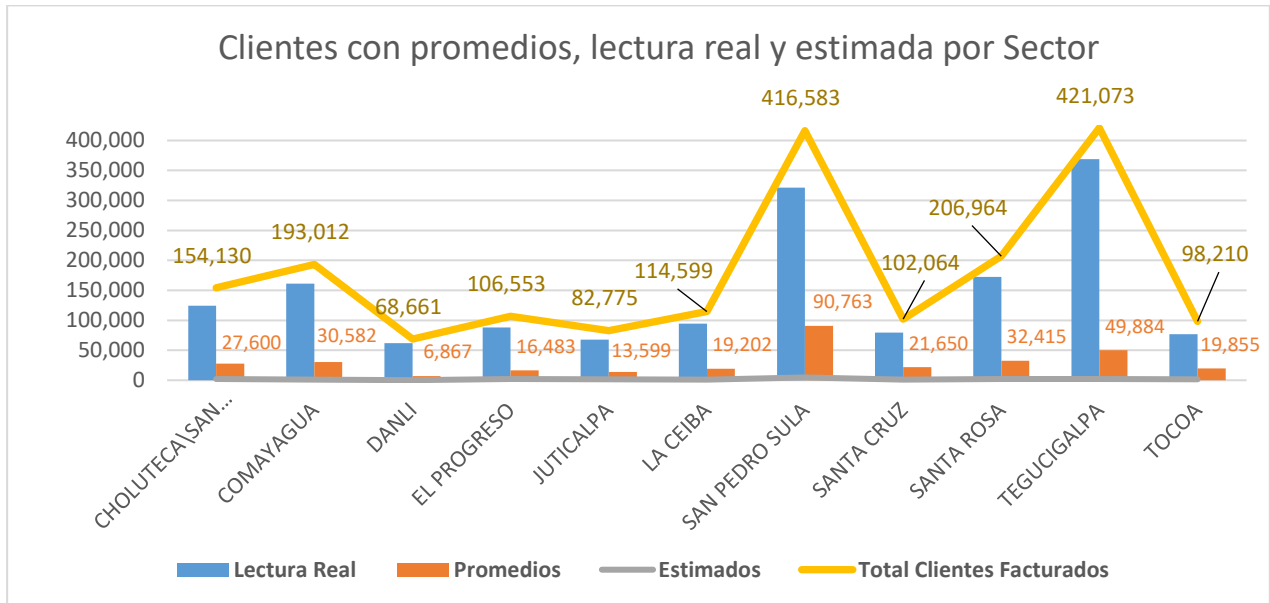


Gráfico Nº 30: Clientes con Lectura Real, Promedios y Estimados por Sector EEH

Las gráficas anterior y siguiente permiten ver que el Sector de San Pedro Sula acumula el mayor volumen histórico de Promedios aplicados a nivel nacional. Si se compara con Tegucigalpa, con una cantidad similar de cuentas de clientes que se facturan por mes, los Promedios de San Pedro Sula (en un rango entre el 17% y el 20% de la facturación mensual del Sector), a nivel agregado, prácticamente duplican los Promedios proporcionales de Tegucigalpa (en un rango entre el 10% y el 13% de la facturación mensual de este Sector).

6.3.3. Índice de Efectividad en la Facturación (EF)

Considerando que la energía facturada en Junio₂₀₂₃ fue 594,407,860 kWh y la energía ingresada al sistema de distribución fue 916,725,782 kWh (Dato de previsión de entradas para el mes de Junio₂₀₂₃).

$EF (\text{mes } n) = (\text{KWh facturados mes}_n) / (\text{KWh ingresados mes}_n * 0.9)$ (Factor de Pérdidas Empresa Eficiente).

Índice EF (Junio₂₀₂₃) = (594,407,860 kWh) / (916,725,782 kWh*0.9)

EF (Junio₂₀₂₃) = 72.04 %

El índice EF mensual de Junio₂₀₂₃ es mayor que el de Mayo₂₀₂₃ (Junio₂₀₂₃ 72.04 % y Mayo₂₀₂₃: 62.97 %).

De acuerdo con la metodología propuesta, para evitar el componente estacional y el desfase de la toma de lecturas en un período de tiempo mensual, se establece una tasa anual media del índice, con base en los últimos doce meses.

La energía facturada Acumulada en Junio₂₀₂₃ fue 6,394,696,554 kWh y la energía Ingresada Acumulada al sistema de distribución fue 9,984,015,308 kWh (Dato de previsión de entradas para el mes de Junio₂₀₂₃).

Con esto el índice resulta:

El índice EF (TAM Junio₂₀₂₃) = (6,394,696,554 kWh) / (9,984,015,308 kWh*0.9)

EF (TAM Junio₂₀₂₃) = 71.17 %.

Por otra parte, el índice EF TAM de Junio₂₀₂₃ es menor que el de Mayo₂₀₂₃ (Junio₂₀₂₃ 71.17 % y Mayo₂₀₂₃ 71.47 %).

En la siguiente tabla y su gráfico se representa el EF – mes y el EF – TAM entre Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃.

Mes	Efectividad Facturación % EF - mes	Efectividad Facturación % EF - TAM
Jul. 22	68.75%	74.33%
Ago. 22	71.28%	73.91%
Sep. 22	75.87%	73.65%
Oct. 22	70.45%	73.30%
Nov. 22	74.20%	72.60%

Mes	Efectividad Facturación % EF - mes	Efectividad Facturación % EF - TAM
Dic. 22	75.08%	72.75%
Ene. 23	67.11%	72.17%
Feb. 23	78.56%	71.97%
Mar. 23	68.11%	72.09%
Abr. 23	71.74%	71.88%
May. 23	62.97%	71.47%
Jun. 23	72.04%	71.17%

Tabla Nº 47: Evolución del Índice EF

Índice de Efectividad de Facturación EF

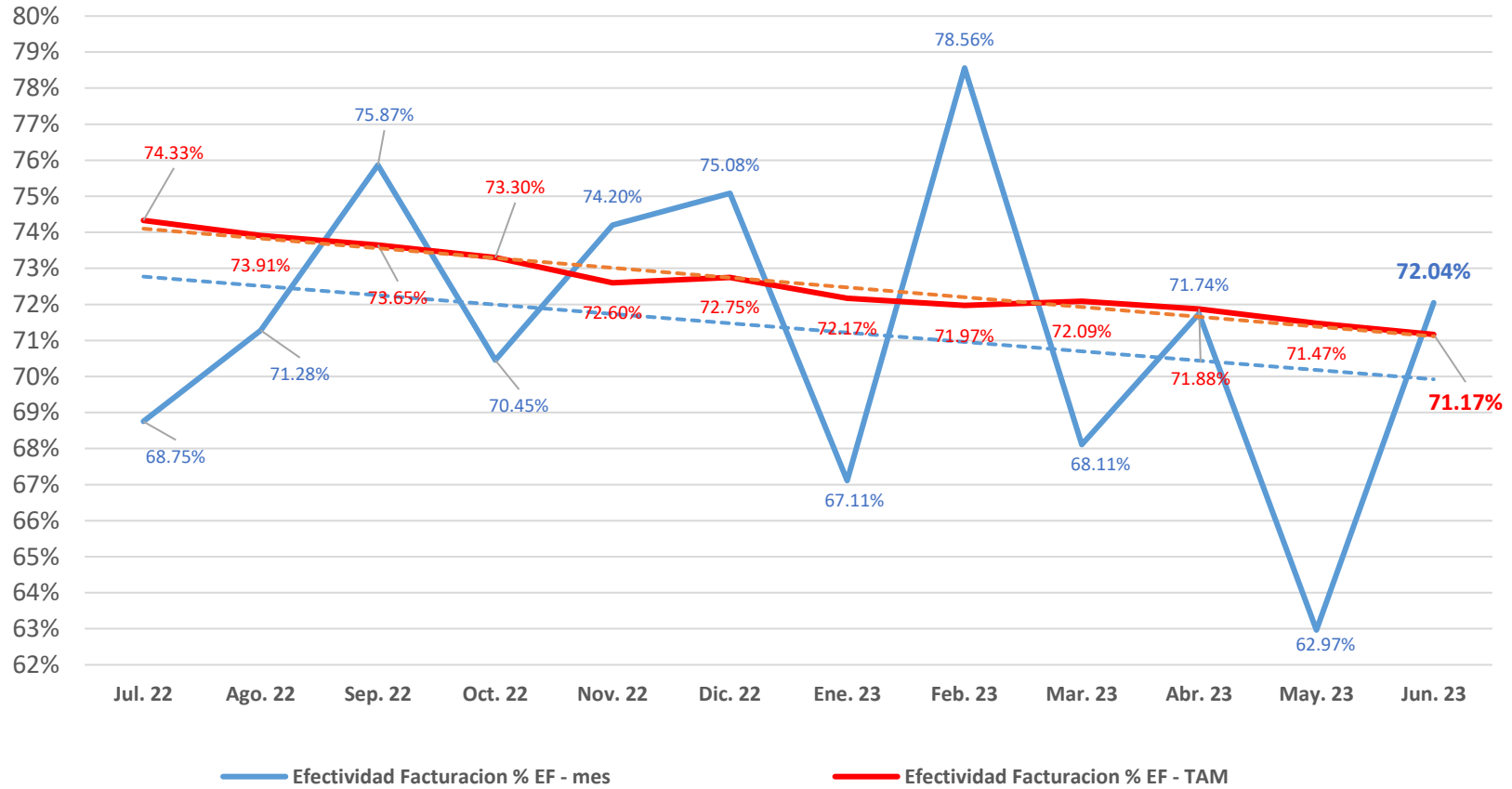


Gráfico Nº 32: Comportamiento del Índice Mes e Índice TAM-mes de la Facturación (%)



Comentario 16 de MHI: El indicador de efectividad mensual de facturación (EF) ha tenido un crecimiento en el mes de Junio₂₀₂₃, respecto de Mayo₂₀₂₃ de 9.08 % (Junio₂₀₂₃ 72.04 % vs. Mayo₂₀₂₃ 62.97%

Con relación al EF-TAM, en el mismo periodo se ha producido un decrecimiento de 0.31 %, alcanzándose en Junio₂₀₂₃ un EF-TAM de 71.17 % vs 71.47 % en Mayo₂₀₂₃.

Comentario 17 de MHI: Se debe mejorar al máximo el proceso de cierre de proyectos en coordinación con ENEE y las altas de nuevos suministros, porque es muy posible que estos procesos estén afectando el índice de Efectividad de la Facturación.

Comentario 18 de MHI: La unidad de Facturación de EEH informa que, por disposición de ENEE, cuando se promedien consumos, se debe facturar con los consumos reales de los últimos tres meses, si en esos tres meses hay un consumo real =0, se debe facturar en base a ese consumo real. Al mes siguiente, si se promedia, se va a promediar 0. Cuando ya pasan los tres meses siempre va a ser cero. Expresa EEH que esta determinación ha afectado el resultado de la facturación.

ENEE replica que no es ENEE quien ha dispuesto la aplicación de ese algoritmo, sino la CREE que lo dispuso en la Regulación. El objeto es No Promediar, sino instalar medidores.

6.3.4. Efectividad en el Recaudo – Índice ER

Al mes de Junio₂₀₂₃ la Efectividad Mensual en el Recaudo (Recaudo/Facturación) resultó 96.71 % con un Recaudo Total de MMHNL 2,865.97 sobre una facturación de MMHNL 2,963.55. El Recaudo promedio de 12 meses es de MMHNL 2,706.54 lo que equivale a 98.78 % sobre una facturación promedio de 12 meses de MMHNL 2,739.98. La Efectividad en el Control de la Mora del mes resultó 3.29 % y en términos acumulados 1.22 %.

2022 - 2023							
Meses	Recaudo Total MMHNL	Recaudo Corriente MMHNL	Recaudo de Mora MMHNL	Facturación Mensual MMHNL	Recaudación del Mes / Facturación Mensual (%)	Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	Recaudación del Mes + Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)
Julio 22	2,756.55	2,483.61	272.94	2,815.88	88.20%	9.69%	97.89%
Agosto 22	2,877.57	2,571.55	306.02	2,968.00	86.64%	10.31%	96.95%
Septiembre 22	2,786.08	2,563.93	222.15	2,981.92	85.98%	7.45%	93.43%
Octubre 22	2,718.22	2,457.44	260.78	2,765.27	88.87%	9.43%	98.30%
Noviembre 22	2,805.41	2,454.00	351.41	2,809.37	87.35%	12.51%	99.86%
Diciembre 22	2,774.84	2,473.69	301.15	2,703.82	91.49%	11.14%	102.63%
Enero 23	2,491.44	2,150.75	340.69	2,314.97	92.91%	14.72%	107.62%
Febrero 23	2,596.34	2,198.91	397.43	2,600.26	84.57%	15.28%	99.85%
Marzo 23	2,653.73	2,336.78	316.95	2,645.34	88.34%	11.98%	100.32%
Abril 23	2,533.16	2,346.69	186.47	2,697.39	87.00%	6.91%	93.91%
Mayo 23	2,619.21	2,411.12	208.09	2,614.01	92.24%	7.96%	100.20%
Junio 23	2,865.97	2,618.19	247.78	2,963.55	88.35%	8.36%	96.71%
Promedio	2,706.54	2,422.22	284.32	2,739.98	88.40%	10.38%	98.78%

Tabla N° 48: Efectividad % en el Recaudo (ER)

El Gráfico siguiente muestra los valores mensuales de la evolución del indicador ER entre Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃

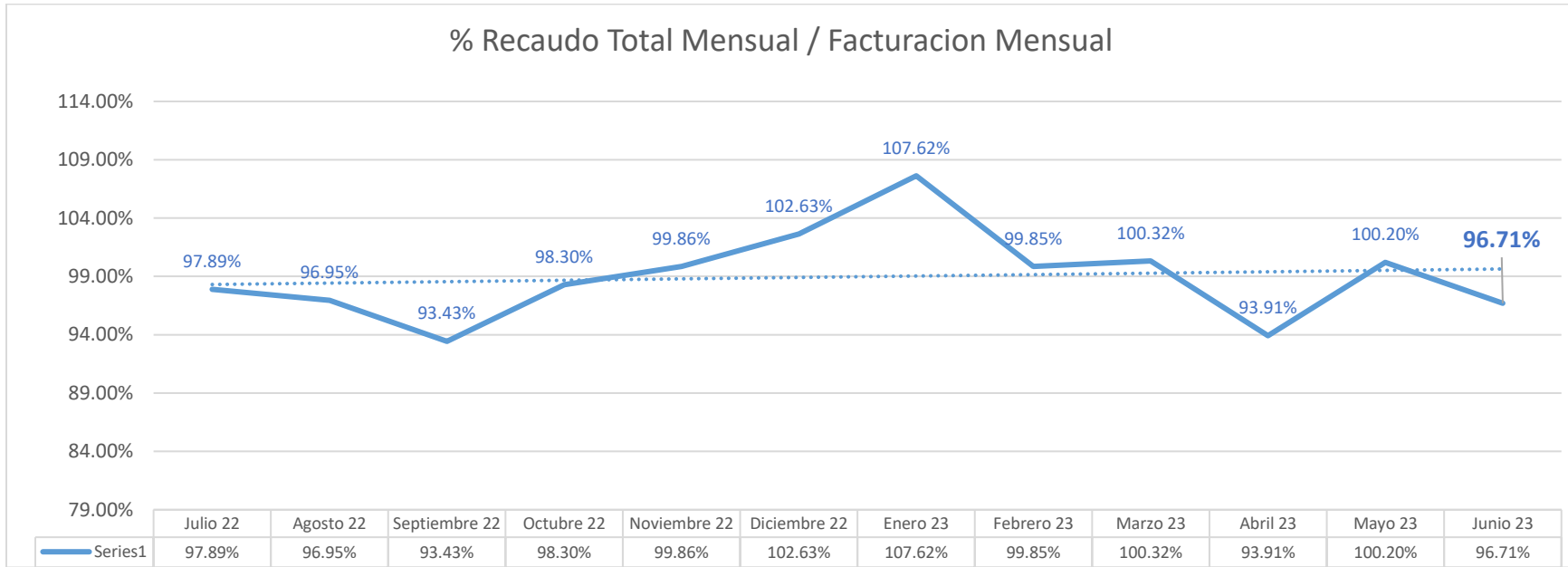


Gráfico N° 33: Evolución Mensual del Indicador ER (Efectividad en el Recaudo)

El Gráfico siguiente muestra los valores mensuales en MMHNL de la Evolución de la Facturación y el Recaudo Mensual entre Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃

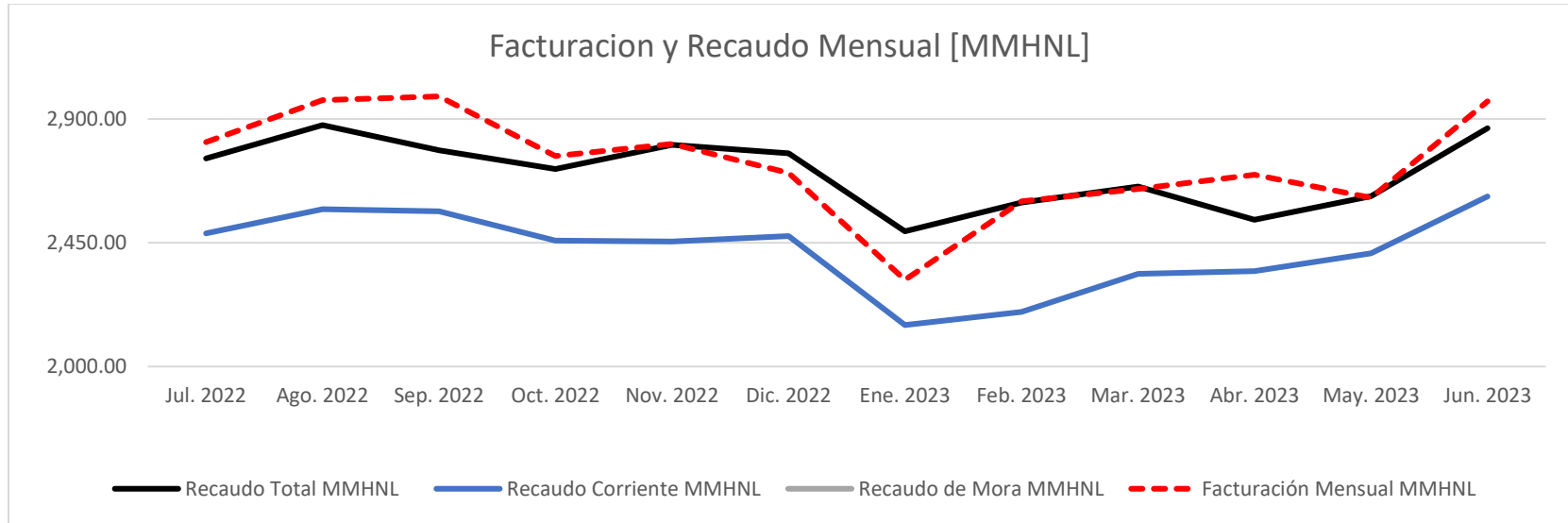


Gráfico N° 34: Facturación y Recaudo mensual [MMHNL]



Manitoba
HYDRO INTERNATIONAL

Manitoba Hydro International
211 Commerce Drive
Winnipeg, Manitoba
R3P 1A3 Canada
mhius.ca

Aplicando la fórmula del contrato:

$$ER = \frac{\text{Monto recaudado acumulado (HNL)}}{\text{Monto facturado acumulado (HNL)}}$$

En la siguiente tabla y sus gráficos se puede observar el comportamiento acumulado del ER durante el periodo de operación de EEH, entre Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃ en términos de valores acumulados – mes.

2022 - 2023							
Meses	Recaudo Total MMHNL	Recaudo Corriente MMHNL	Recaudo de Mora MMHNL	Facturación Mensual MMHNL	Recaudación del Mes / Facturación Mensual (%)	Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	Recaudación del Mes + Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)
Jul. 2022	31,053.06	27,377.17	3,675.89	32,335.05	84.67%	11.37%	96.04%
Ago. 2022	31,481.56	27,919.80	3,561.76	32,743.82	85.27%	10.88%	96.15%
Sep. 2022	31,676.74	28,314.45	3,362.29	33,096.30	85.55%	10.16%	95.71%
Octubre. 2022	31,922.72	28,668.47	3,254.25	33,280.03	86.14%	9.78%	95.92%
Noviembre. 2022	32,269.09	29,035.50	3,233.59	33,680.43	86.21%	9.60%	95.81%
Diciembre. 2022	32,797.41	29,570.52	3,226.89	34,153.41	86.58%	9.45%	96.03%
Enero. 2023	32,818.61	29,496.57	3,322.04	33,620.57	87.73%	9.88%	97.61%
Febrero. 2023	32,831.70	29,337.06	3,494.64	33,341.94	87.99%	10.48%	98.47%
Marzo. 2023	32,817.12	29,289.40	3,527.72	33,312.76	87.92%	10.59%	98.51%
Abril. 2023	32,572.84	29,046.85	3,525.99	33,017.71	87.97%	10.68%	98.65%
Mayo. 2023	32,464.80	28,992.45	3,472.35	32,851.40	88.25%	10.57%	98.82%
Junio. 2023	32,478.52	29,066.66	3,411.86	32,879.78	88.40%	10.38%	98.78%
Promedio	2,706.54	2,422.22	284.32	2,739.98	88.40%	10.38%	98.78%

Tabla Nº 49: Efectividad % en el Recaudo (ER) a nivel PAP y PMA

Progresion del PMA de la Efectividad en el Recaudo [MMHNL]

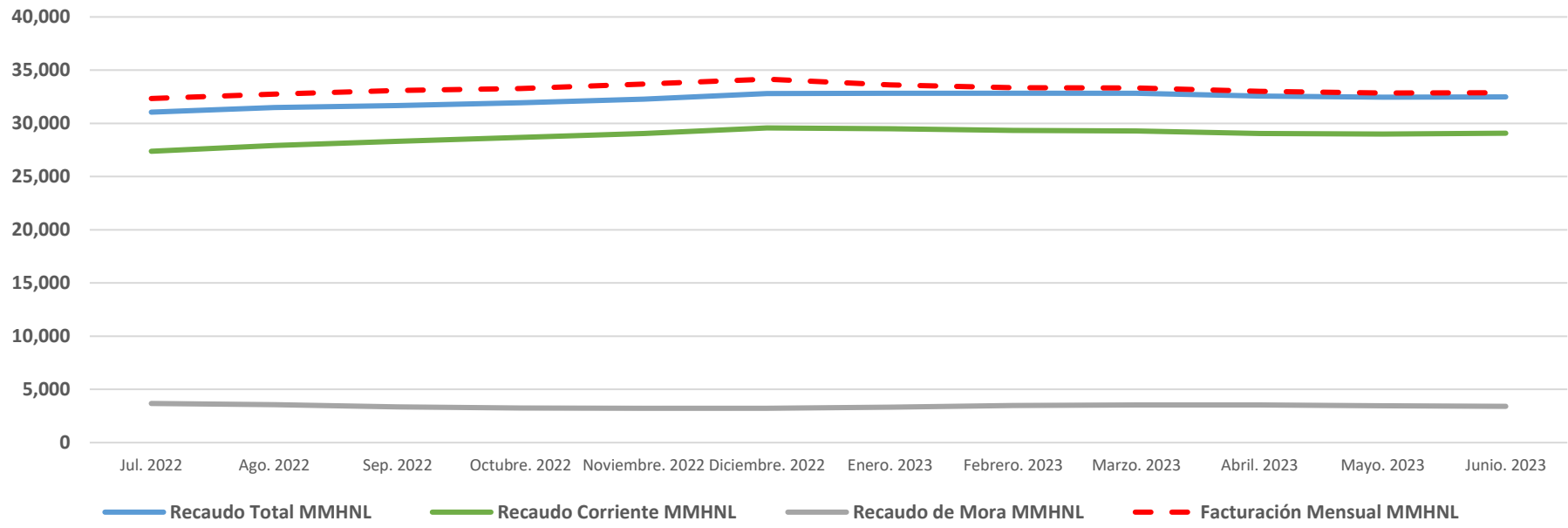


Gráfico N° 35: Evolución Mensual del PMA de Recaudación y Facturación en MMHNL

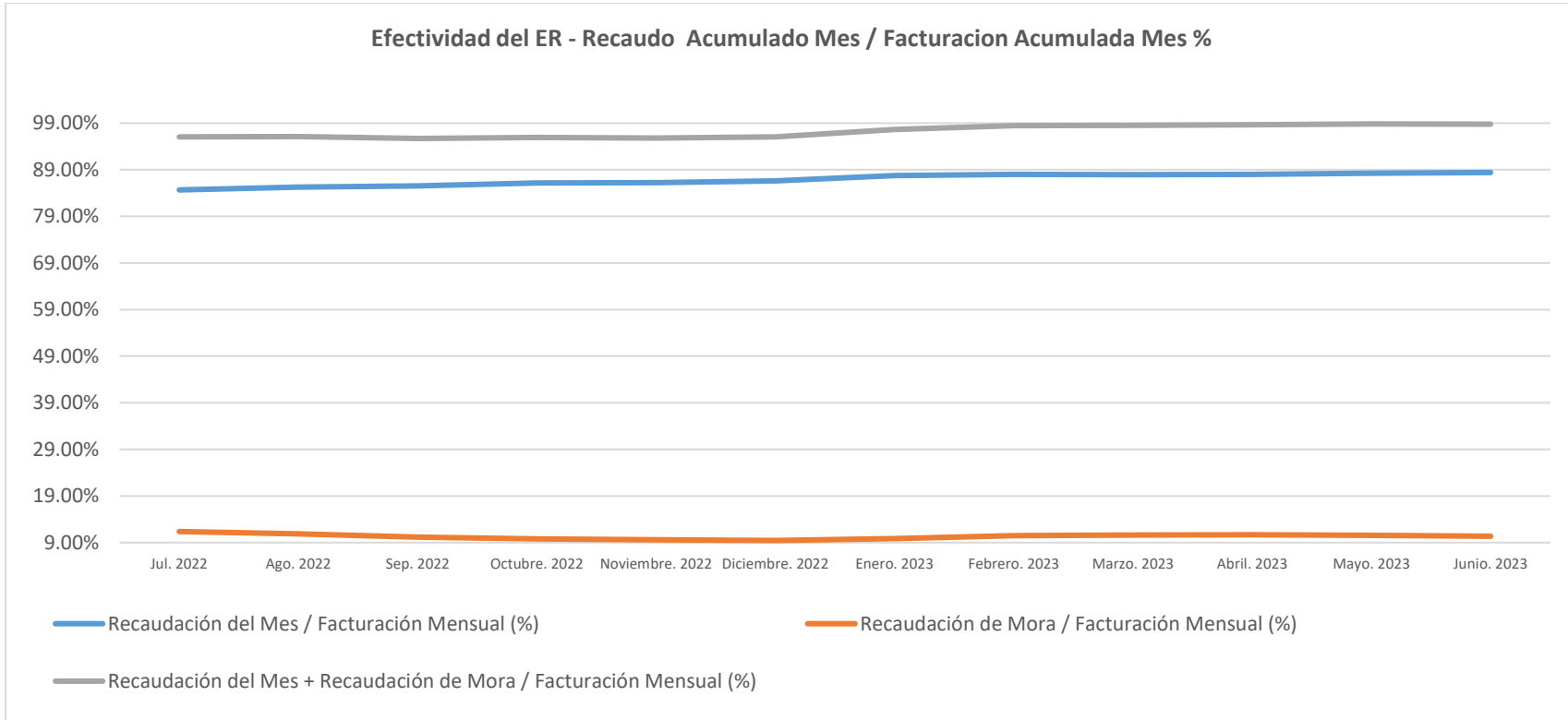


Gráfico Nº 36: Evolución Mensual del Indicador ER Acumulado (Efectividad %)

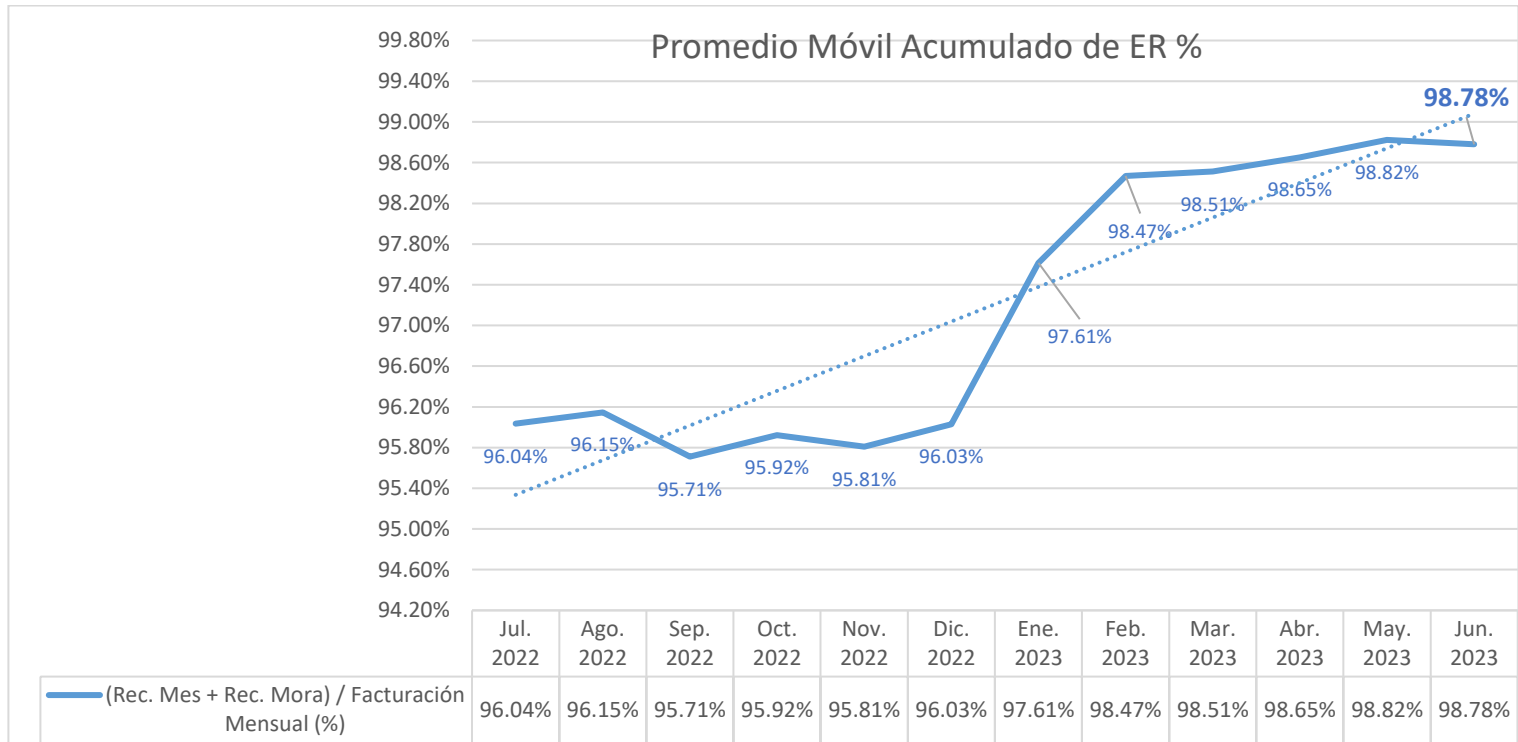


Gráfico Nº 37: Efectividad Acumulada en el Recaudo %



6.3.5. Efectividad en Recaudación (% ER) por Sector de Consumo

Tomando la fórmula de cálculo del ER% utilizada en el contrato, por sector de consumo se obtuvo el indicador ER.

A modo ilustrativo se mencionan estos indicadores por sector para junio'23.

Servicio Comunitario tuvo buen rendimiento por sobre el 100%.

Gobierno mejoró respecto del mes anterior en porcentaje y valor absoluto.

Autónomo y Municipalidad tuvieron un valor de ER mediano a bajo, respectivamente.

Los sectores Industrial y Comercial obtuvieron buen indicador por sobre el 100%. Residencial fue cercano al 95%.

Es importante indicar que EEH, para efectos del cálculo del ER, resta a la Facturación Total del mes en Lempiras, los conceptos de Ajustes e Irregularidades, y la Recaudación que utiliza, es el Recaudado Total en el mes, por lo que la tabla siguiente difiere con la anterior tabla de Facturación Total en Lempiras de la empresa (Tabla N° 42); esto se detalla en la Tabla N° 51 más abajo.

A continuación, se muestra una tabla con la Efectividad % en el Recaudo (ER) por Sector de Consumo, (Cifras en Millones de Lempiras) para junio'23.

Sector Consumo	Facturación	Recaudo	% ER
Servicio comunitario	1.79	2.25	125.80%
Gobierno	112.60	114.16	101.39%
Industrial	622.98	625.80	100.45%
Comercial	948.53	940.98	99.20%
Residencial	1,154.64	1,090.07	94.41%
Autónomo	100.74	79.36	78.78%
Municipalidad	22.27	13.35	59.93%
Total	2,963.55	2,865.97	96.71%

Tabla N° 50: Efectividad % en el Recaudo (ER) por Sector de Consumo
(Cifras en Millones de Lempiras)

En el mes de junio'23, EEH indica que la facturación fue afectada por conceptos de Ajustes e Irregularidades:

Descripción		Valor
	Facturación Total	3,005.75
(-)	Ajustes a la Facturación	9.01
(-)	Irregularidades	33.19
	Facturación Final	L. 2,963.55

Tabla Nº 51: Facturación Mensual afectada por Ajustes e Irregularidades
 (Cifras en Millones de Lempiras)

6.3.6. Efectividad en el Control de la Mora – Índice ECM

La Metodología de Cálculo definida en el Contrato del Operador, establece en el literal C, del numeral 10.1, Cláusula Séptima, lo siguiente respecto al cálculo del indicador ECM:

$$ECM = \frac{\text{Morosidad acumulada (HNL)}}{\text{Monto facturado en el mes (HNL)}}$$

Este índice mide la relación de lo no cobrado (mora) comparándolo contra lo facturado, refleja el peso de la mora con respecto a la facturación mensual. Este índice servirá para medir el progreso del Inversionista Operador en la reducción de la mora y para formar la línea base de pago del Honorario de Éxito por reducción de la mora. El Inversionista Operador calculará este índice mensualmente, bajo los mismos criterios como se calcula el índice ER y reportarlo al Fiduciario.

Los valores meta de los índices contenidos en esta Cláusula 10.1 podrán ser revisados y reajustados por el Comité Técnico de común acuerdo con el Inversionista Operador durante los primeros seis (6) meses de vigencia del presente Contrato.

Sin embargo, MHI utilizará este indicador sobre la base de valores en la gestión mensual de cuentas de clientes solamente gestionadas bajo la operación de EEH, sin mora acumulada (no incluye deuda histórica de ENEE proveniente antes del contrato al 30/11/2016), esto quiere decir que no se utilizará este indicador para el cálculo de los honorarios de éxito por control de la mora (HDE), ya que para estos efectos de honorario de éxito HDE, se utiliza un indicador ECM y metodología que se basa en la Línea Base de Mora histórica que EEH recibió de ENEE, antes del inicio de las operaciones. Este indicador mensual y anual, por lo tanto, será utilizado solamente para medir lo no recaudado por EEH de la facturación mensual y anual.



$$ECM = \text{Mora} / \text{Facturación} = (\text{Facturación} - \text{Recaudo}) / \text{Facturación} = 1 - \text{Recaudo} / \text{Facturación} = 1 - ER$$

Comentario 19 de MHI: Como se muestra en la formulación anterior, el Índice de Efectividad en el Control de la Mora ECM para estos efectos de gestión mensual, es el complemento del ER, es decir, un porcentaje de todo lo que no se recauda en el mes se convierte en Mora. El análisis de Mora que se hace a continuación se refiere a la Mora del periodo de operación de EEH, por lo tanto, no considera la Línea Base de Mora fijada de común Acuerdo entre ENEE y EEH al 30/11/16. Sin embargo, en cuanto a Recaudo se incluye todo ingreso por venta de electricidad de cada mes en operaciones de EEH.

La tabla siguiente muestra el cálculo de la Efectividad en el Control de Mora (ECM) por mes, entre Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃.

2022 - 2023								
Meses	Recaudo Total MMHNL	Recaudo Corriente MMHNL	Recaudo de Mora MMHNL	Facturación Mensual MMHNL	Recaudación del Mes / Facturación Mensual (%)	Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	Recaudación del Mes + Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	Efectividad en el Control de la Mora %
Jul.22	2,756.55	2,483.61	272.94	2,815.88	88.20%	9.69%	97.89%	2.11%
Ago.22	2,877.57	2,571.55	306.02	2,968.00	86.64%	10.31%	96.95%	3.05%
Sep.22	2,786.08	2,563.93	222.15	2,981.92	85.98%	7.45%	93.43%	6.57%
Oct.22	2,718.22	2,457.44	260.78	2,765.27	88.87%	9.43%	98.30%	1.70%
Nov.22	2,805.41	2,454.00	351.41	2,809.37	87.35%	12.51%	99.86%	0.14%
Dic.22	2,774.84	2,473.69	301.15	2,703.82	91.49%	11.14%	102.63%	-2.63%
Ene.23	2,491.44	2,150.75	340.69	2,314.97	92.91%	14.72%	107.62%	-7.62%
Feb.23	2,596.34	2,198.91	397.43	2,600.26	84.57%	15.28%	99.85%	0.15%
Mar.23	2,653.73	2,336.78	316.95	2,645.34	88.34%	11.98%	100.32%	-0.32%
Abr.23	2,533.16	2,346.69	186.47	2,697.39	87.00%	6.91%	93.91%	6.09%
May.23	2,619.21	2,411.12	208.09	2,614.01	92.24%	7.96%	100.20%	-0.20%
Jun.23	2,865.97	2,618.19	247.78	2,963.55	88.35%	8.36%	96.71%	3.29%
Promedio	2,706.54	2,422.22	284.32	2,739.98	88.40%	10.38%	98.78%	1.22%

Tabla N° 52: Evolución Mensual de los Indicadores ER y ECM

El valor de ECM correspondiente al mes de Junio₂₀₂₃, en términos acumulados resultó 1.22 % proveniente de la aplicación de la formula ECM:
 $Junio_{2023} = 1 - ER = 100\% - 98.78\% = 1.22\%$

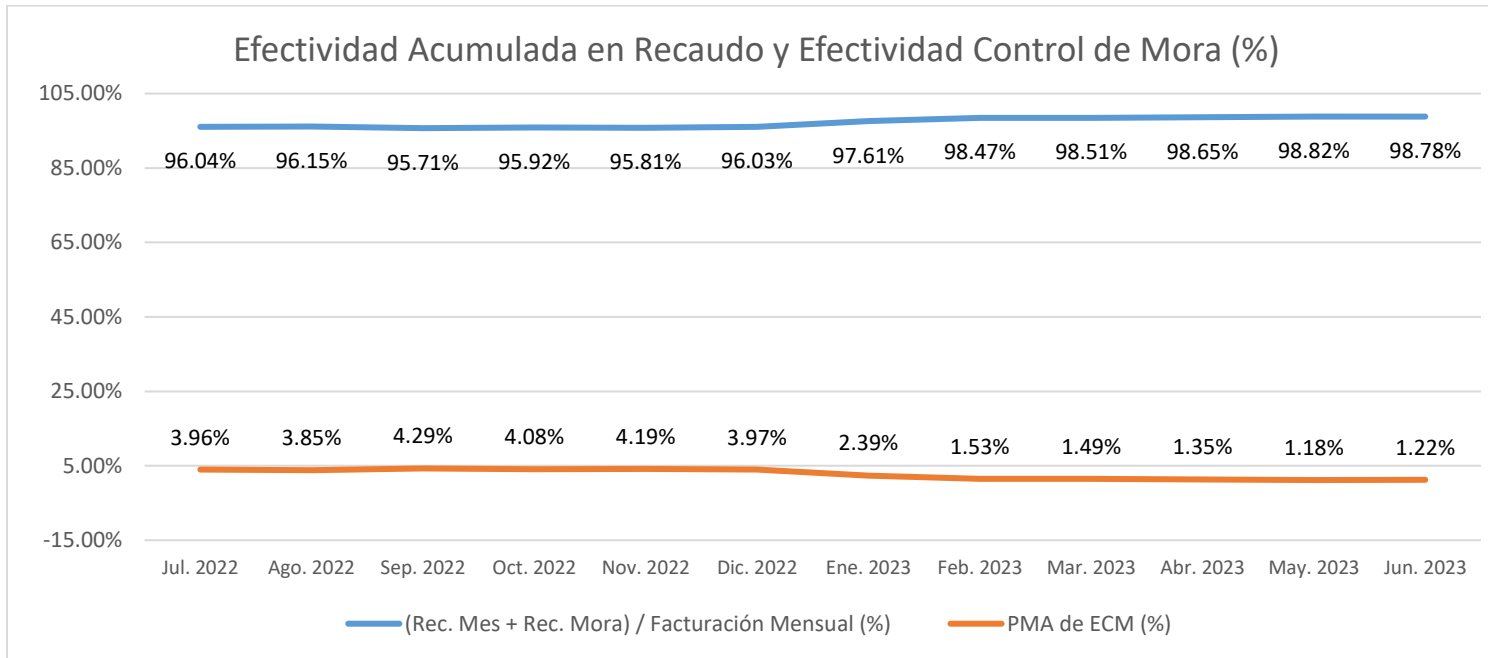


Gráfico N° 38: Efectividad en el Recaudo y Efectividad en el Control de la Mora Acumulados %

La Efectividad Mensual en el Control de la Mora (ECM) de Junio₂₀₂₃ resultó = 3.29 %.

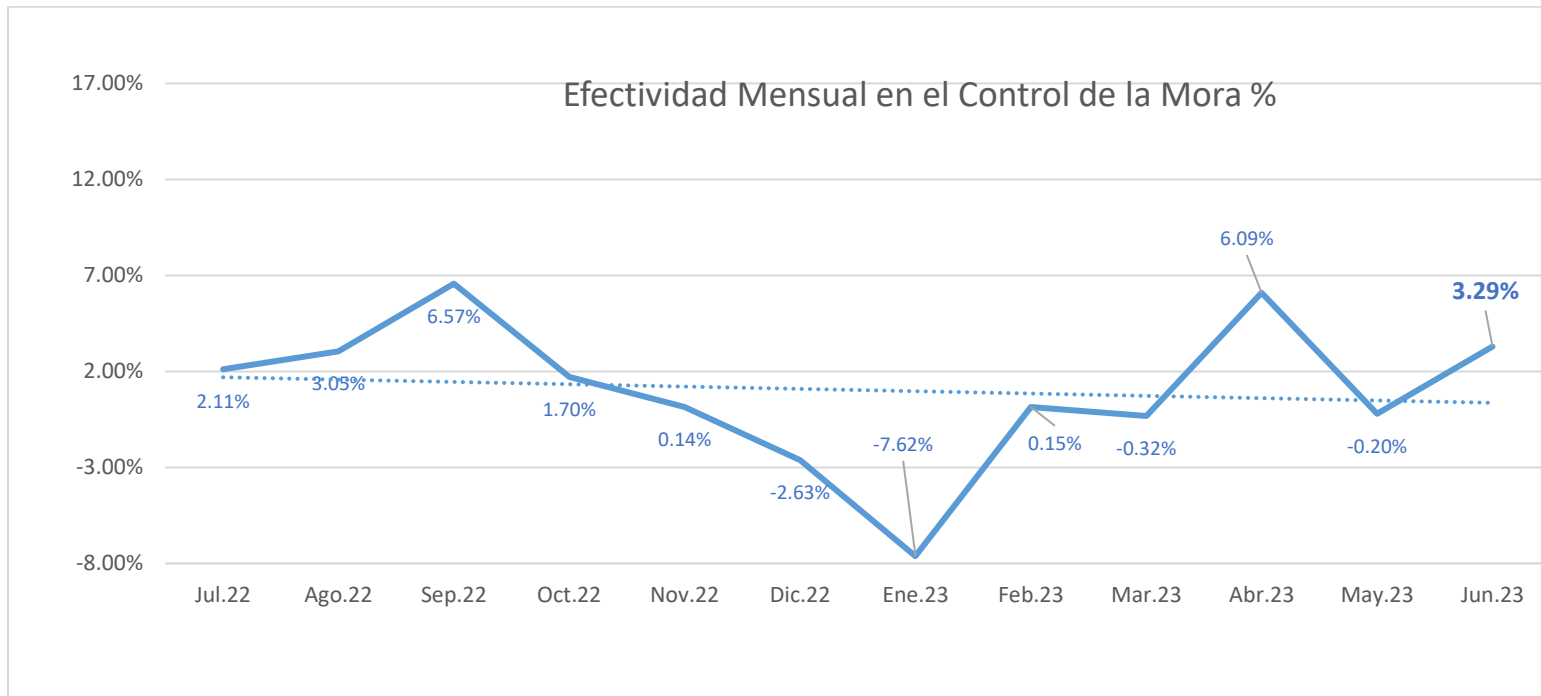


Gráfico N° 39: Efectividad Mensual en el Control de la Mora %



La siguiente tabla y su gráfico muestran el resultado de valores Promedio Móvil Anual (PMA) de Recaudo, Efectividad en el Recaudo y Facturación Julio₂₀₂₂ – Junio₂₀₂₃. Esta tabla también muestra la Efectividad en el Control de la Mora, en términos PMA.

2022 - 2023								
Meses	Recaudo Total MMHNL	Recaudo Corriente MMHNL	Recaudo de Mora MMHNL	Facturación Mensual MMHNL	Recaudación del Mes / Facturación Mensual (%)	Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	(Rec. Mes + Rec. Mora) / Facturación Mensual (%)	PMA de ECM (%)
Jul. 2022	31,053.06	27,377.17	3,675.89	32,335.05	84.67%	11.37%	96.04%	3.96%
Ago. 2022	31,481.56	27,919.80	3,561.76	32,743.82	85.27%	10.88%	96.15%	3.85%
Sep. 2022	31,676.74	28,314.45	3,362.29	33,096.30	85.55%	10.16%	95.71%	4.29%
Oct. 2022	31,922.72	28,668.47	3,254.25	33,280.03	86.14%	9.78%	95.92%	4.08%
Nov. 2022	32,269.09	29,035.50	3,233.59	33,680.43	86.21%	9.60%	95.81%	4.19%
Dic. 2022	32,797.41	29,570.52	3,226.89	34,153.41	86.58%	9.45%	96.03%	3.97%
Ene. 2023	32,818.61	29,496.57	3,322.04	33,620.57	87.73%	9.88%	97.61%	2.39%
Feb. 2023	32,831.70	29,337.06	3,494.64	33,341.94	87.99%	10.48%	98.47%	1.53%
Mar. 2023	32,817.12	29,289.40	3,527.72	33,312.76	87.92%	10.59%	98.51%	1.49%
Abr. 2023	32,572.84	29,046.85	3,525.99	33,017.71	87.97%	10.68%	98.65%	1.35%
May. 2023	32,464.80	28,992.45	3,472.35	32,851.40	88.25%	10.57%	98.82%	1.18%
Jun. 2023	32,478.52	29,066.66	3,411.86	32,879.78	88.40%	10.38%	98.78%	1.22%
PMA - Jun 2023	2,706.54	2,422.22	284.32	2,739.98	88.40%	10.38%	98.78%	1.22%

Tabla N° 53: Efectividad Acumulada del ER y ECM en MMHNL y %

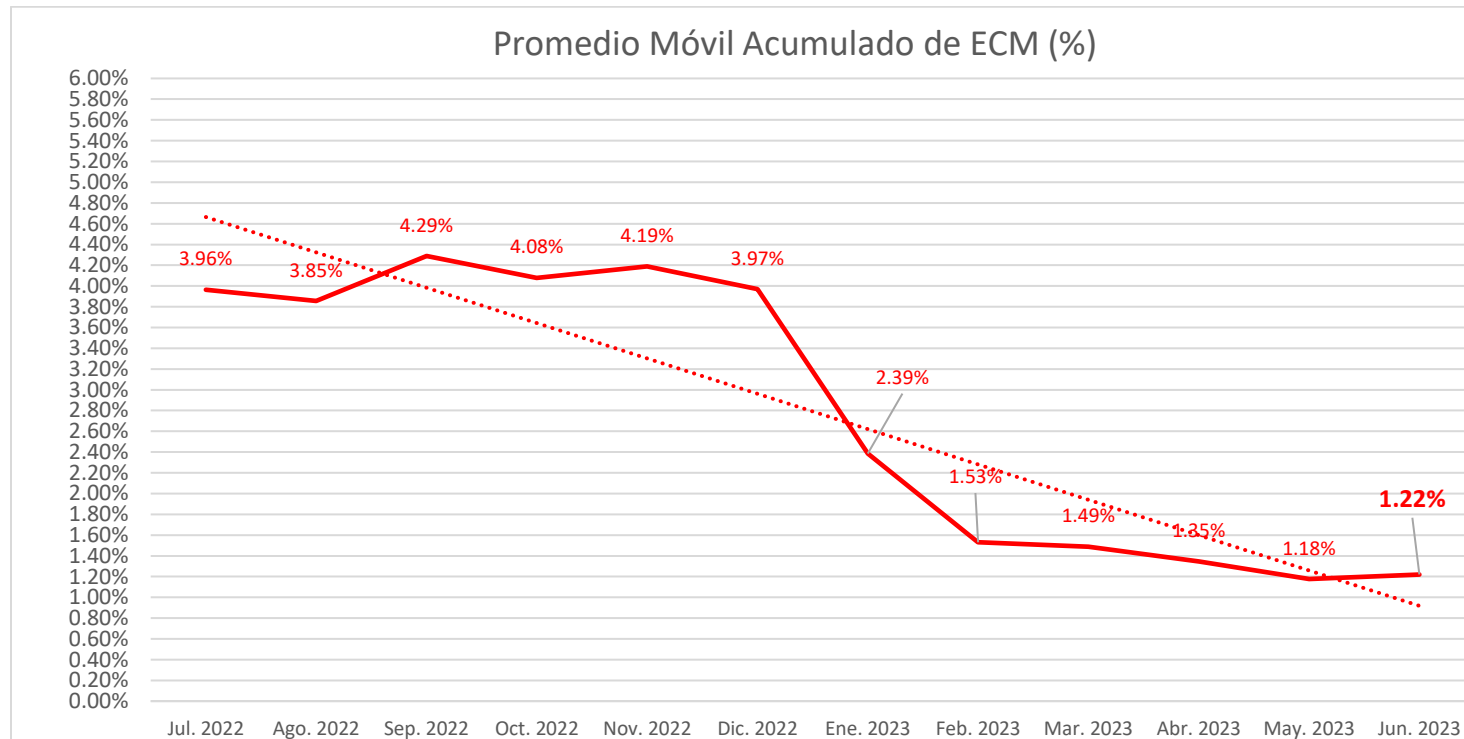


Gráfico Nº 40: Efectividad Móvil en el Control de la Mora %



6.3.7. Evolución de la Morosidad

Resumen de la cartera al 30 de Junio de 2023

La composición de la cartera está dada de la siguiente forma:

Cartera por Bandas en MMHNL	Jun-22	Jul-22	Ago.-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dic-22	Ene-23	Feb-23	Mar-23	Abr-23	May-23	Jun-23
Banda de 30 días	107	138	116	152	150	138	126	110	107	119	136	121	89
Banda de 60 días	99	83	76	81	89	100	83	76	83	44	91	85	88
Banda de 90 días	52	53	50	57	69	69	114	59	59	57	40	82	110
Banda de 120 días	14,772	14,844	14,915	15,075	15,222	15,283	15,347	15,415	15,344	15,378	15,539	15,657	15,774
Total Mora	15,030	15,118	15,157	15,365	15,530	15,590	15,670	15,660	15,593	15,598	15,806	15,945	16,061

Tabla N° 54: Cartera por bandas en MMHNL

Las tablas de este capítulo permiten observar el estado de morosidad entre junio'22 y junio'23.

Para junio'23, disminuyó la banda de 30 días, y aumentaron las bandas de 60, 90 y 120 días con relación al mes anterior. A nivel Total Mora, hay un aumento en la morosidad de L. 116 millones entre mayo'23 y junio'23, y L. 1,031 millones de diferencia entre las fechas extremas de la tabla (un 6.86% de aumento nominal con base a junio 2022).

El 98.2% de la mora total de junio'23 corresponde a la banda de 120 días.

En los últimos 12 meses, el sector Residencial ha sido el sector que más ha subido la morosidad con 630 millones de Lempiras (un 8.5% en base a junio'22), y, en segundo lugar, Gobierno con 316 millones de Lempiras (un 7.4% en base a junio'22). Gobierno aumentó entre mayo'23 y junio'23 en 29 millones de Lempiras.

Mora en MMHNL	Jun-22	Jul-22	Ago-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dic-22	Ene-23	Feb-23	Mar-23	Abr-23	May-23	Jun-23
Residencial	7,406	7,384	7,395	7,470	7,572	7,645	7,722	7,756	7,792	7,814	7,916	7,972	8,036
Comercial	3,020	3,020	3,011	3,033	3,051	3,042	3,043	3,037	3,011	3,037	3,066	3,068	3,089
Industrial	335	336	335	344	336	337	338	339	342	345	347	349	351
Gobierno	4,269	4,337	4,418	4,520	4,573	4,564	4,569	4,528	4,450	4,403	4,477	4,556	4,585
Total Mora	15,030	15,117	15,159	15,367	15,532	15,588	15,672	15,660	15,595	15,599	15,806	15,945	16,061

Tabla N° 55: Mora por Sector de Clientes en MMHNL

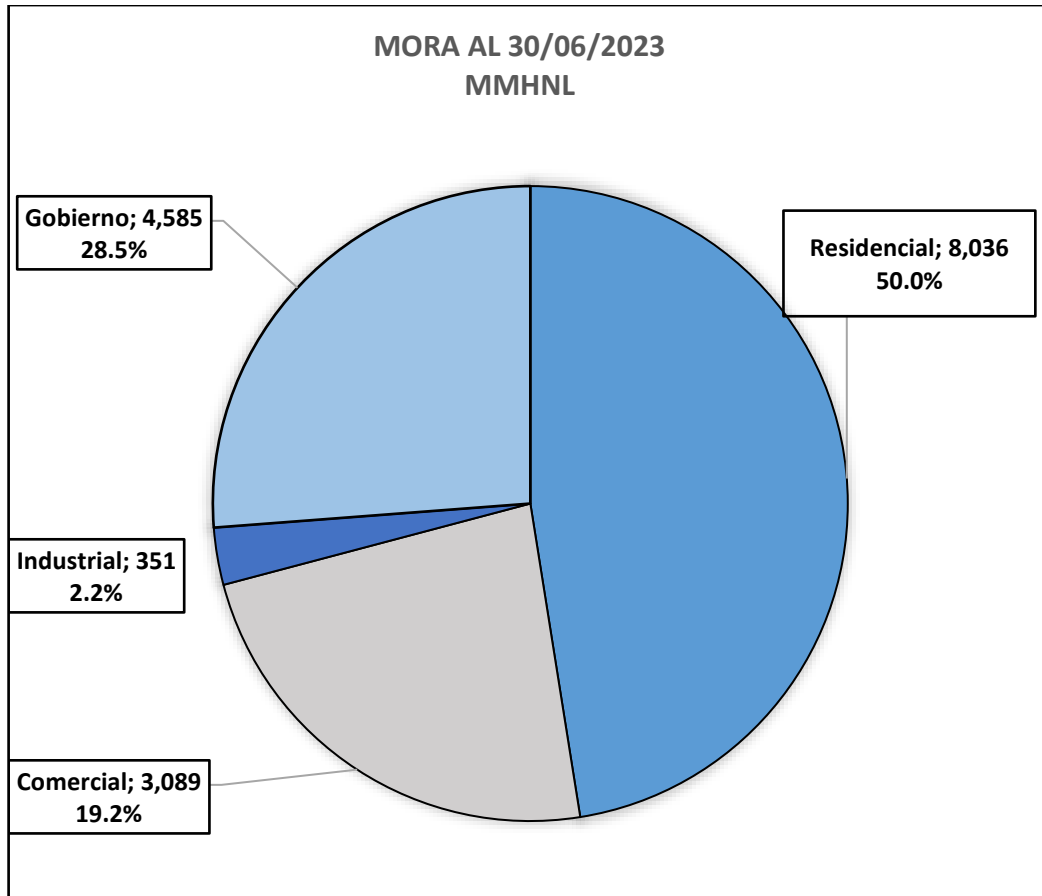


Gráfico Nº 41: Saldo de la Mora por Sector de Clientes

De la gráfica anterior, la deuda del segmento de mercado de Gobierno tiene una participación del 28.5 % sobre el total de la mora, y asciende a la suma de L. 4,585 Mills., aumentando en relación con el mes anterior. Esta mora está concentrada en pocos suministros (12,077 cuentas de clientes, el 2.4 % de los clientes en mora).

El detalle de los clientes por sector de consumo y la deuda por banda morosa se presenta a continuación [Cifras de Saldos en millones de Lempiras].

Cartera en Mora al 30 de Junio de 2023 [MMHNL]

Sector Consumo	30 días		60 días		90 días		120 días		Totales		% Clientes	% Mora
	Clientes	Saldos	Clientes	Saldos	Clientes	Saldos	Clientes	Saldos	Clientes	Saldos	%	%
Residencial	39,153	57.0	16,566	34.0	10,755	30.0	366,050	7,915.0	432,524	8,036.0	86.99%	50.03%
Comercial	3,804	17.0	1,597	12.0	1,104	12.0	45,070	3,048.0	51,575	3,089.0	10.37%	19.23%
Industrial	19	1.0	10	-	6	-	979	350.0	1,014	351.0	0.20%	2.19%
Gobierno	519	15.0	514	42.0	1,161	67.0	9,883	4,461.0	12,077	4,585.0	2.43%	28.55%
TOTAL	43,495	90.0	18,687	88.0	13,026	109.0	421,982	15,774	497,190	16,061	100%	100%
Participación	8.75%	0.56%	3.76%	0.55%	2.62%	0.68%	84.87%	98.21%	100.00%	100.00%		

Tabla N° 56: Cartera en Mora, Saldos en millones de Lempiras



Para junio'23, del total de los clientes en mora, el 87 % pertenece al sector Residencial, con una participación en los montos adeudados del 50%.

Los sectores Comercial, Industrial y Gobierno, con el 13 % de los clientes en mora, contribuyen al 50 % de los valores en mora.

Del total de las 421,982 cuentas de clientes ubicadas en la banda morosa de 120 días, el 28.28 % corresponde a morosidad de Gobierno (4,461 millones de Lempiras), en el 2.34% de los clientes en esa banda (9,883 cuentas de clientes de Gobierno).

Las siguientes gráficas muestran la evolución de la cartera morosa desde antes del inicio de la Pandemia, entre febrero'20, hasta junio'23.

Se destacan los sectores Residencial y Gobierno en el aumento de morosidad de los períodos. Las líneas de tendencia, con 6 periodos de proyección en medias móviles, muestran que la morosidad nominal va por encima de ellas, y se acentúa esta diferencia y se desacopla mayormente en los últimos meses el sector Residencial, y lo contrario ocurre con el sector Gobierno.

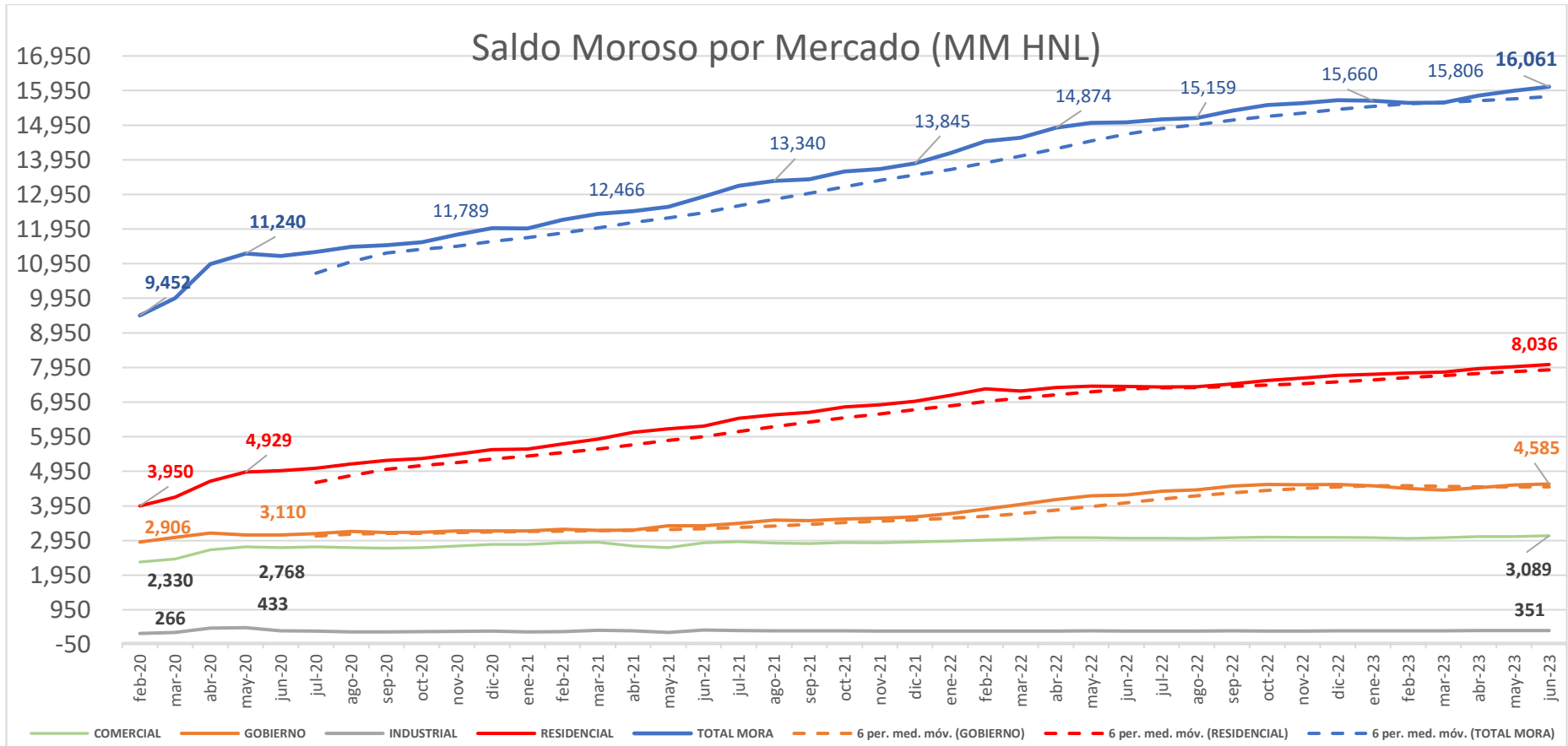


Gráfico N° 42: Evolución de la Cartera Morosa por Mercado (Saldos, millones de Lempiras)



EEH indica en su reporte mensual que, de los 16,061 millones de lempiras en mora en junio'23, 4,585 millones de lempiras adeudan los clientes de Gobierno, las cuentas que pueden ser sujeto de Depuración y/o Castigo de Cartera (en estado de baja con deuda MM HNL 201.76 + en ruta de no facturación MM HNL 2,431.27 + susceptibles a castigo de cartera MM HNL 1,285.87) alcanzan unos saldos totales en deuda de 3,918.9 millones de lempiras; ambos rubros suman 8,503.9 millones de Lempiras (el 52.95% de la morosidad total de junio'23). Por otro lado, del total de la cartera de junio'23, 4,636 millones de Lempiras corresponden solo a Recargos por Mora.

El siguiente gráfico permite identificar el comportamiento de la morosidad por año de operaciones, y el año 4 -2020- (el año de inicio del Covid-19 y los Huracanes en noviembre'20) marca una tendencia fuertemente al alza, si se compara con el resto de los años de operaciones, y la tendencia continúa en los años 5 y 6, con una pendiente en aumento.

En el año 2 se observa un pick que es explicado (abril y mayo'18 toma de control de la lectura en sitio por EEH), y en el año 3 también hay eventos explicados (procesos de actualización y cambio de sistemas, con la entrada en operaciones del Sistema Comercial InCMS entre mayo'19 y julio'19), los que fueron ajustados y convertidos los datos conforme los nuevos procesos, para una posterior normalización de las cuentas al mes siguiente de estos eventos.

El Año 6 de Operaciones (línea de color Verde), al inicio del año se proyectaba hacia un crecimiento por sobre las tendencias anteriores anuales, bajando la pendiente desde mayo a junio 2022, con un cierre final calendario a noviembre'22 de una deuda de MM HNL 15,590, situación que redujo sus proyecciones de informes mensuales anteriores, que tenía un saldo de deuda proyectado de 15,800, basado en la pendiente de la línea de tendencia. En el mes de abril'23 recién se llegó a esa cifra similar de morosidad total (MM HNL 15,806).

El Año 7 de Operaciones se observa una tendencia a la disminución en la aceleración de crecimiento, con una estimación a unos MM HNL 16,300, aproximadamente, al fin del año operacional (noviembre 2023).



El avance de la morosidad, separando la mora heredada de ENEE de antes inicio de operaciones, de la nueva mora adquirida por la gestión del Operador, es la siguiente, que contiene información al cierre de cada año operativo (noviembre).

	<i>Mora heredada de ENEE</i>	<i>Nueva Mora EEH</i>	<i>Total Mora</i>
<i>AÑO 0</i>	7,122	-	7,122
<i>AÑO 1</i>	5,773	2,424	8,197
<i>AÑO 2</i>	4,955	4,458	9,413
<i>AÑO 3</i>	4,059	5,321	9,380
<i>AÑO 4</i>	3,818	7,971	11,789
<i>AÑO 5</i>	3,703	9,981	13,684
<i>AÑO 6</i>	3,590	12,000	15,590

Tabla N° 57: Avance de Morosidad desde el Inicio de Operaciones y durante la Operación

El aumento nominal de la morosidad por año es el siguiente:

Año 1: Fin Nov'16 – Fin Nov'17.....	1,075 MM HNL
(se asume el inicio de la deuda con 7,122 MM HNL, entregada por ENEE a EEH)	
Año 2: Fin Nov'17 – Fin Nov'18.....	1,216 MM HNL
Año 3: Fin Nov'18 – Fin Nov'19.....	-33 MM HNL
Año 4: Fin Nov'19 – Fin Nov'20.....	2,409 MM HNL
Año 5: Fin Nov'20 – Fin Nov'21.....	1,895 MM HNL
Año 6: Fin Nov'21 – Fin Nov'22.....	1,906 MM HNL

El aumento nominal de la morosidad en el Sexto año fue de MM HNL 1,906 en relación con el año anterior, el mayor crecimiento de la morosidad anual nominal, después del año 2020 donde fue el año de inicio de la Pandemia COVID-19 y Huracanes ETA e IOTA, con 2,409 millones de Lempiras de crecimiento al año.

Cuentas de Clientes en Mora

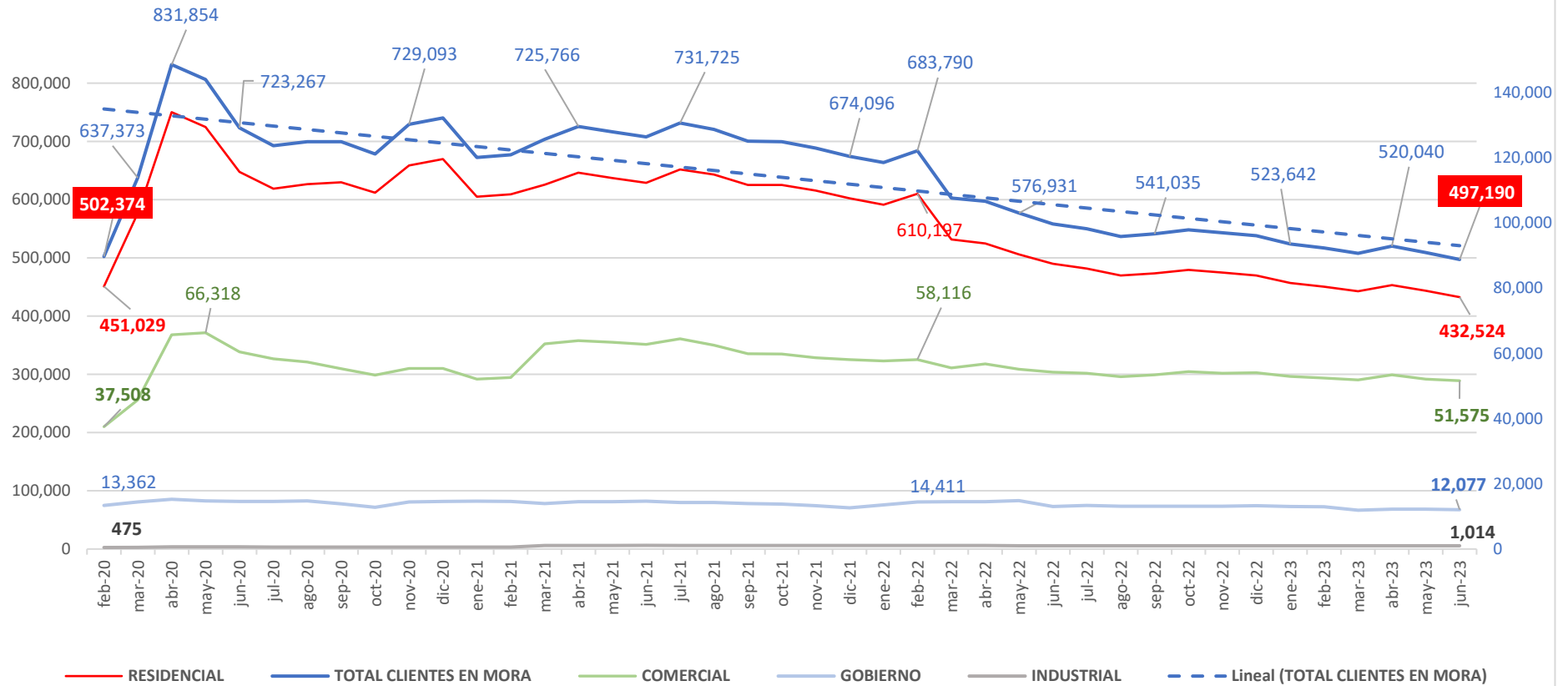


Gráfico Nº 44: Evolución de la Cartera Morosa (# Cuentas de Clientes)

La gráfica anterior muestra la evolución de las cuentas de clientes de los últimos tres años, entre febrero de 2020 (antes de la Pandemia) y junio 2023.

Marzo, abril y mayo 2020 tuvieron el pico mayor de la cantidad de cuentas morosas, en donde se destacan los sectores Residencial y Comercial, y en total superando las 830,000 cuentas morosas en abril'20. Entre junio'20 y julio'21 la pendiente de morosos se mantuvo en alza, alrededor de 730,000 cuentas morosas.

Con la activación del proceso de corte y reposición de suministro, a partir del 09 de agosto del 2021, por instrucción de la Comisión Interventora de la ENEE mediante oficio CIENEE-632-2021, se reactivaron las acciones de corte, y la cantidad de clientes en situación de mora presentó una disminución importante en los meses de agosto 2021 a enero 2022.

Comenta EEH en sus reportes mensuales, que el anuncio del beneficio del subsidio a los usuarios que consumen menos de 150 kWh al mes, en enero'22 había provocado un aumento de los clientes morosos en febrero, y de la cartera, debido a que estos clientes se abstuvieron de realizar el pago bajo el entendido que su factura la cubría este subsidio. Una vez aplicado en marzo'22 este subsidio (febrero y marzo), se refleja una disminución de los clientes morosos en un 11.86% comparado con el mes anterior de febrero'22; de igual manera, se evidencia un menor índice de crecimiento de la deuda.

A nivel global, la cantidad de morosos entre antes de la Pandemia (febrero'20) y el mes actual de junio'23 se ha ido normalizando, con un resultado de disminución de morosos a cifras por debajo de febrero 2020 (antes de Pandemia), un saldo a favor de 5,184 morosos menos que ese mes de febrero'20. Junio'23 tuvo una disminución también de morosos en 11,838 clientes al comparar con el mes anterior de mayo'23, de los cuales el sector Residencial aportó con 11,222 morosos menos que mayo'23.

Entre junio'22 y junio'23 la disminución de cuentas morosas fue de 60,874 abonados.

EEH informa en sus Reportes de Gestión desde abril'21 a la actual fecha, que existen cuentas de clientes que han sido enviadas a ENEE para darles de baja. Al respecto, indica que se envió Oficios a la ENEE para que se realice el respectivo castigo de cartera o se den instrucciones al respecto, de manera que estos montos no se contabilicen como deuda en los indicadores mensuales.

Por otro lado, indica EEH que se encuentra otro grupo de cuentas que están en ruta de “no facturación”; cuyo análisis ha determinado que no deben seguir facturándose por causas como doble facturado, no encontrado, inexistente, sin consumo.

Comentario 20 de MHI: *Es necesario que EEH prepare informes de gestión que permitan identificar clara y mensualmente la deuda morosa de corto a mediano plazo y la histórica heredada de ENEE al inicio de las operaciones, separando la morosidad, aún presente de cuentas anteriores a las operaciones de EEH, de aquella nueva deuda acumulada mensual de operaciones de cada año. Esto permite focalizar los esfuerzos y estrategias de recuperación de mora; no solo se trata de estimar el*



recaudo corriente y el recaudo de la mora de corto plazo de cada mes y año, sino realizar un análisis de morosidad, prácticamente por grupos de claves de clientes diferenciadas.

Comentario 21 de MHI: Destacando la relevante información indicada por EEH en sus reportes desde enero'23 al mes actual de junio'23 que, de los 16,061 millones de lempiras en mora en junio'23, 4,585 millones de lempiras adeudan los clientes de Gobierno, las cuentas que pueden ser sujeto de Depuración y/o Castigo de Cartera (en estado de baja con deuda MM HNL 201.76 + en ruta de no facturación MM HNL 2,431.27 + susceptibles a castigo de cartera MM HNL 1,285.87) alcanzan unos saldos totales en deuda de 3,918.9 millones de lempiras; ambos rubros suman 8,503.9 millones de Lempiras (el 52.95% de la morosidad total de junio'23). Por otro lado, del total de la cartera de junio'23, 4,636 millones de Lempiras corresponden solo a Recargos por Mora. Por lo tanto, con una gestión de cobranza y pagos en Gobierno, más un proceso de depuración de cuentas incobrables y un tratamiento discriminado a los recargos por mora, la deuda global a junio'23 podría ser más gestionable a cifras que no sobrepasarían, por ejemplo, a unas 2 veces la facturación total del mes de junio'23, aproximadamente; un proceso de cobranza y recuperación de los activos de corto a mediano plazo.

Para efectos de visualizar el comportamiento y tendencia de la morosidad de la empresa, a continuación, se presentan gráficos de la morosidad de la empresa en forma anual al 30 de noviembre de cada año. Para ello, se separa la mora antigua heredada de cuentas de línea base de mora, anterior a las operaciones de EEH, de aquella nueva mora que es producto de la gestión directa de EEH (desde el inicio de sus operaciones, en cuentas que venían sin deuda en su origen y cuentas nuevas del crecimiento vegetativo de la empresa durante las operaciones).

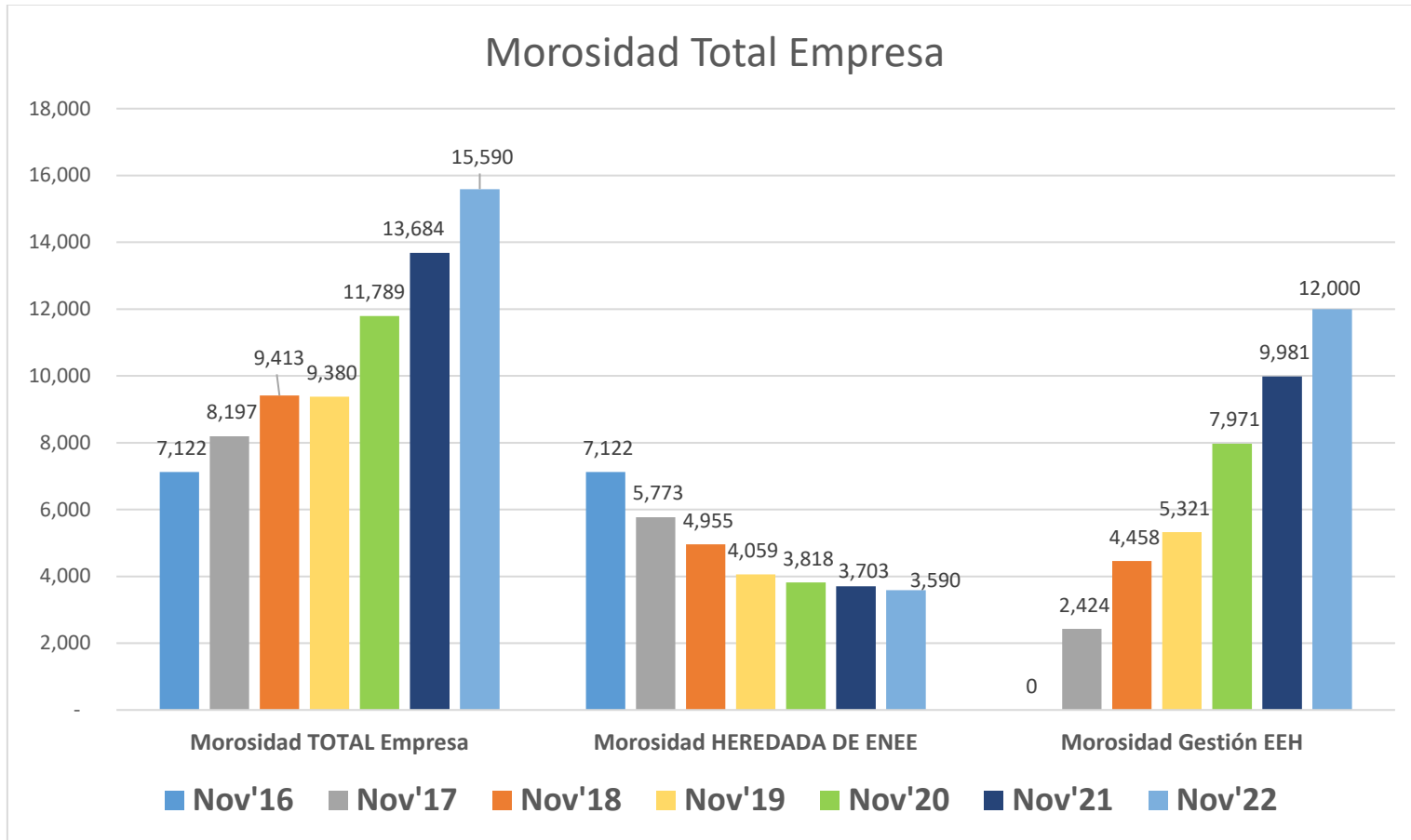


Gráfico Nº 45: Morosidad Total Empresa, Evolución de Mora heredada de ENEE y de Operaciones EEH

Nota: Como el objetivo de este gráfico es mostrar tendencias, y los datos disponibles de la línea base de mora y su recuperación anual se tienen al fin de cada año de operaciones, los gráficos consideran como hipótesis que al inicio de operaciones de EEH, no tienen deudas morosas las cuentas de clientes definidas sin morosidad por ENEE, ni tampoco los nuevos clientes de crecimiento vegetativo.

Comentario 22 de MHI: *A medida que se va recuperando la morosidad de las cuentas heredadas de ENEE, va creciendo la morosidad de las nuevas cuentas gestionadas por EEH desde el inicio de sus operaciones. Como siempre existirán cuentas morosas en la gestión de una empresa de este tipo, el efecto del crecimiento de la morosidad es necesario mitigarlo, y la industria de servicios públicos desarrolla procesos de provisión de cuentas incobrables cada año, hasta su castigo (**depuración** de estas cuentas incobrables cada dos años, aproximadamente), y/o pasarlas a pérdidas si fuese necesario. Hay estudios del comportamiento de usuarios que se relacionan con la adversidad al pago de los servicios, y éstos son más propensos al no pago en la medida que más posean deudas impagas de períodos anteriores; en ese sentido, el castigo de morosidades muy antiguas, basado en una baja probabilidad de pago, mínima recuperación, y los costos asociados a la cobranza, es objeto de análisis y determinación, considerando que el objetivo es que el usuario esté al día con sus compromisos de pago de corto plazo y la empresa distribuidora pueda solventar sus operaciones.*

Resumen Histórico de la cartera al 30 de Junio de 2023 – por Mes

La composición histórica de la cartera morosa está dada de la siguiente forma:

Cartera por Bandas en MMHNL	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
Banda de 30 días	138	117	152	150	138	126	110	108	119	136	120	89
Banda de 60 días	83	75	81	89	100	83	76	83	44	90	85	88
Banda de 90 días	53	51	57	69	69	114	59	59	57	40	82	110
Banda de 120 días	14,844	14,916	15,075	15,223	15,283	15,348	15,415	15,345	15,378	15,539	15,657	15,774
Total Mora	15,118	15,159	15,365	15,531	15,590	15,671	15,660	15,595	15,598	15,805	15,944	16,061
Mora en MMHNL	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
Residencial	7,384	7,395	7,469	7,572	7,646	7,721	7,756	7,792	7,815	7,916	7,973	8,036
Comercial	3,020	3,011	3,033	3,050	3,043	3,043	3,037	3,011	3,036	3,066	3,068	3,089
Industrial	336	335	344	335	337	338	339	342	344	346	348	351
Gobierno	4,377	4,418	4,519	4,574	4,564	4,569	4,528	4,450	4,403	4,477	4,555	4,585
Total Mora	15,117	15,159	15,365	15,531	15,590	15,671	15,660	15,595	15,598	15,805	15,944	16,061
Mora en % de MMHNL	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
Residencial	48.85%	48.78%	48.61%	48.75%	49.04%	49.27%	49.53%	49.96%	50.10%	50.09%	50.01%	50.03%
Comercial	19.98%	19.86%	19.74%	19.64%	19.52%	19.42%	19.39%	19.31%	19.46%	19.40%	19.24%	19.23%
Industrial	2.22%	2.21%	2.24%	2.16%	2.16%	2.16%	2.16%	2.19%	2.21%	2.19%	2.18%	2.19%
Gobierno	28.95%	29.14%	29.41%	29.45%	29.28%	29.16%	28.91%	28.53%	28.23%	28.33%	28.57%	28.55%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Mora en % de Clientes	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
Residencial	87.58%	87.52%	87.52%	87.48%	87.46%	87.29%	87.22%	87.16%	87.24%	87.19%	87.18%	86.99%
Comercial	9.80%	9.85%	9.87%	9.93%	9.93%	10.05%	10.10%	10.14%	10.21%	10.26%	10.23%	10.37%
Industrial	0.19%	0.19%	0.19%	0.19%	0.19%	0.19%	0.19%	0.20%	0.20%	0.20%	0.20%	0.20%
Gobierno	2.43%	2.44%	2.42%	2.40%	2.42%	2.47%	2.48%	2.51%	2.34%	2.35%	2.39%	2.43%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla N° 58: Cartera por bandas y por Mes - Mora en MMHNL y en % por mes – y Cantidad porcentual de Clientes Morosos

Cientes morosos:

Cantidad de Clientes en Mora	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
Residencial	481,510	469,698	473,538	479,345	474,828	469,677	456,741	450,541	442,810	453,407	443,746	432,524
Comercial	53,902	52,860	53,385	54,399	53,886	54,102	52,892	52,423	51,832	53,376	52,075	51,575
Industrial	1,023	1,013	1,014	1,022	1,013	1,013	1,003	1,009	1,012	1,022	1,017	1,014
Gobierno	13,338	13,109	13,098	13,158	13,163	13,299	13,006	12,957	11,898	12,235	12,190	12,077
Cientes Totales en Mora	549,773	536,680	541,035	547,924	542,890	538,091	523,642	516,930	507,552	520,040	509,028	497,190

Tabla N° 59: Cartera de Clientes en Mora por tipo y por mes

6.3.8. Efectividad del Corte y Reposición de Servicios

De los clientes afectados a cortes convencionales masivos.

A raíz del COVID-19 y el consecuente Decreto PCM-2020-021, desde abril de 2020, EEH no había efectuado Cortes de Suministro por deuda en terreno, razón por la cual, MHI tuvo que repetir el escenario ocurrido hasta el mes de marzo de 2020, salvo los cortes Telegestionados que se informaron hasta Abril₂₀₂₀.

En Nota CIENEE-632-2021 del 5 de agosto de 2021, la Comisión Interventora de la ENEE dispuso que EEH debería iniciar la Gestión de Corte de Servicios por Mora, cosa que EEH aplicó a partir del 9 de agosto de 2021.

Por su parte, en el Informe Mensual Nº 55, MHI se comprometió en entregar resultados de este cambio en el Informe Mensual Nº 56.

En Nota MHI-2022-046 de Agosto 17 de 2022, dirigida al Gerente General de EEH, bajo Materia Solicita Información de Cortes, MHI se refiere a la Nota MHI-2021-065 de fecha 17 de septiembre de 2021, bajo Referencia Información de Cortes en Terreno y Telegestionados, en la cual MHI manifestó que, con relación al Oficio CIENEE-632-2021 del 5 de agosto de 2021, bajo Asunto Continuidad de Cortes de Energía Eléctrica por Mora, que hace seguimiento al Oficio CIENEE-305-2021 del 30 de abril de 2021, en donde CIENEE solicita retornar a los cortes de suministro por mora, de conformidad al Art. 90 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, cuya respuesta a CIENEE se encuentra en Nota EEH-GG-2021-01-4457 del 9 de agosto de 2021.

Al respecto, a partir de septiembre de 2021 MHI ha extraído la información que EEH incorpora en sus informes mensuales.

A continuación MHI entrega la información de Cortes de Suministro con los datos extraídos de los INFORMES DE GESTIÓN de EEH, bajo título *Gestión de corte y reconexión remota*.

En la siguiente tabla se muestra la cantidad de Cortes por mes a Junio₂₀₂₃.

Mes	Cortes Ejecutados
Jul. 22	51,905
Ago. 22	53,160
Sep. 22	40,106
Oct. 22	36,677

Mes	Cortes Ejecutados
Nov. 22	41,141
Dic. 22	39,594
Ene. 23	42,779
Feb. 23	42,364
Mar. 23	45,870
Abr. 23	32,554
May. 23	44,484
Jun. 23	43,774

Tabla Nº 60: Cantidad de Cortes Ejecutados

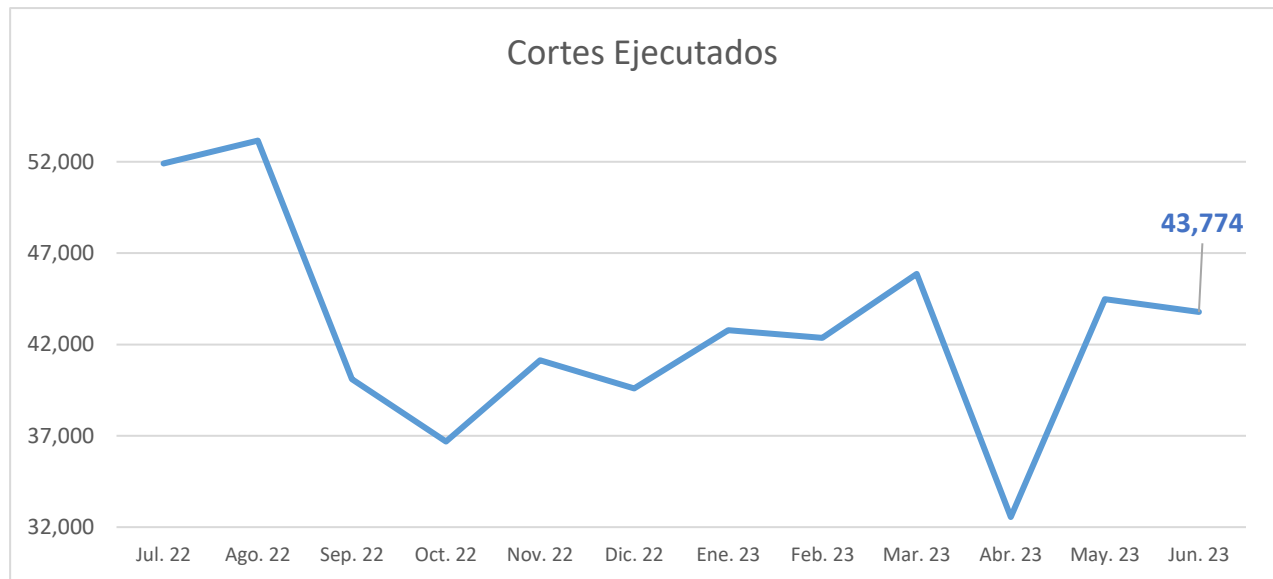


Gráfico Nº 46: Gráfica de la Cantidad de Cortes Ejecutados

En el cuadro siguiente se muestra el nivel promedio anual en el Índice de Efectividad de las Reposiciones de Suministro.

Mes	Cortes Efectuados	Reconexiones Efectuadas	Efectividad en Reparaciones	PMA %
Jul. 22	51,905	23,245	44.8%	73.8%
Ago. 22	53,160	26,305	49.5%	71.0%
Sep. 22	40,106	19,718	49.2%	68.6%
Oct. 22	36,677	22,991	62.7%	67.2%
Nov. 22	41,141	26,352	64.1%	65.9%
Dic. 22	39,594	26,603	67.2%	64.2%
Ene. 23	42,779	28,322	66.2%	63.3%
Feb. 23	42,364	25,349	59.8%	61.8%
Mar. 23	45,870	29,110	63.5%	60.5%
Abr. 23	32,554	20,500	63.0%	58.5%
May. 23	44,484	32,185	72.4%	59.1%
Jun. 23	43,774	30,851	70.5%	60.6%

Tabla Nº 61: Efectividad de Cortes de Suministro- Cortes Efectuados vs. Reconexiones

En el gráfico siguiente se puede observar que de cada 100 cortes declarados como efectuados, a nivel Promedio Móvil Anual las reparaciones efectuadas en Junio₂₀₂₃ resultaron 60.6 %.

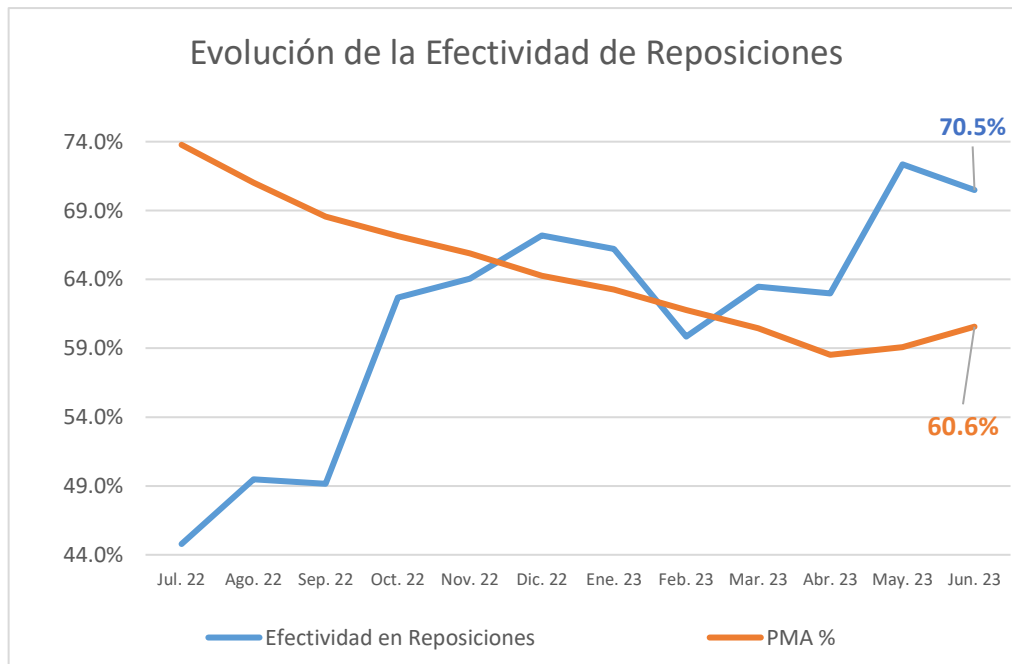


Gráfico Nº 47: Evolución de la Efectividad de Reconexiones vs. Cortes Ejecutados

A nivel de recaudo proveniente de cortes de suministros por deuda, en términos acumulados en Junio₂₀₂₃ resultó 13.8 %, es decir, por cada HNL 100 de deudas a recuperar, el valor recuperado es HNL 13.8.

Mes	Programados a Corte HNL	Recaudado por Corte HNL	Efectividad del Corte	PMA %
Jul. 22	1,138,000,000	29,000,000	2.5%	18.8%
Ago. 22	1,133,000,000	27,279,000	2.4%	15.3%
Sep. 22	724,000,000	75,000,000	10.4%	14.2%
Oct. 22	344,000,000	80,000,000	23.3%	14.1%
Nov. 22	364,000,000	92,000,000	25.3%	14.1%
Dic. 22	281,000,000	76,000,000	27.0%	14.0%
Ene. 23	451,000,000	84,000,000	18.6%	13.7%
Feb. 23	679,000,000	81,000,000	11.9%	13.1%
Mar. 23	523,000,000	82,000,000	15.7%	12.7%
Abr. 23	342,000,000	68,000,000	19.9%	12.3%
May. 23	147,000,000	83,000,000	56.5%	12.7%
Jun. 23	158,000,000	88,000,000	55.7%	13.8%

Tabla Nº 62: Efectividad Monetaria del Corte de Suministro

El gráfico siguiente muestra la Efectividad Monetaria del Corte a Junio₂₀₂₃

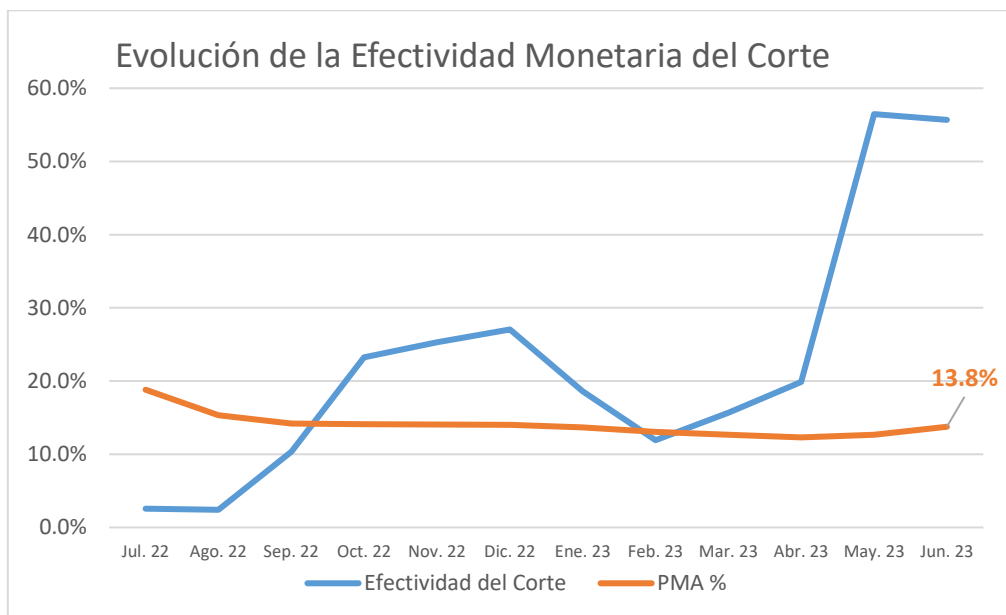


Gráfico Nº 48: Efectividad del Recaudo proveniente del Corte por Deuda

Comentario 23 de MHI: Para mejorar la disciplina de mercado en el servicio de Corte y Reposición de Suministro por Deuda, se debe mejorar la calidad de la red de distribución con redes protegidas, proteger el sistema de medición y mejorar la gestión de cobranza, el corte de energía eléctrica por deuda, la Reposición de Suministro vs. Pago y la supervisión de terreno.

Comentario 24 de MHI: En materia de acciones de cobranza a través de suspensiones de suministro a clientes morosos, EEH ha implementado un sistema de Gestión Remota de Cobranza a Clientes, que incluye el Corte por Deuda a Distancia.

Cortes Telegestionados. Es la gestión de corte a través de suministros Telegestionados, que no requiere operativa en terreno, ya que el corte y la reconexión se realiza de manera remota.

Se trabaja bajo los siguientes parámetros:

Criterios:

- Clientes con tecnología AMI y con medición los últimos 3 días.
- Clientes en todos los rangos de mora.
- Clientes del segmento masivo en Automático.
- Clientes del segmento Altos a Petición.

Es sin duda uno de los planes más efectivos, la operación de corte y reconexión es rápida y no se entra en conflicto con los clientes. La efectividad es alta para todos los clientes morosos gestionados.

Los resultados del mes de Junio₂₀₂₃ fueron los siguientes.

Mes	Cortes Ejecutados	Deuda	Clientes con Pagos	Recaudo	Reconexiones	Efectividad Clientes	Efectividad Recuperación	Efectividad Reconexión
Junio 2023	6,333	30,000,000	5,771	27,000,000	5,615	91.13%	90.00%	88.66%

Tabla Nº 63: Cortes Telegestionados

7. REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS

7.1. Indicadores de Pérdidas

En el presente capítulo de este Informe Mensual N° 77, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/06/2023 y el 18/07/2023, MHI entrega los análisis preliminares de Reducción de Pérdidas hasta Junio₂₀₂₃, que se basan en la información de facturación que MHI entregó a ENEE.

Por su parte, ENEE ha preparado el Balance de Energía aplicando los acuerdos ENEE-EEH alcanzados hasta el día 18 de septiembre de 2020, fecha en que se llevó a cabo la Sesión N° 30 del Comité de Coordinación en la cual, tanto ENEE como EEH plantearon su posición final en cuanto a cada una de las variables que contiene el Balance de Energía.

Adicionalmente, el Balance efectuado por ENEE, se basa en la *Metodología del Cálculo de Pérdidas*, aprobada por el Comité Técnico en Sesión No. 73, celebrada el martes 28 de noviembre de 2017, oportunidad en que, *después que el Supervisor realizara su exposición con los puntos expuestos y después de ser ampliamente discutido, los miembros del Comité Técnico resolvieron autorizar lo siguiente:*

- 1) *Se aprueba la metodología para el cálculo de la reducción de pérdidas*
- 2) *La línea base para la reducción de pérdidas al 30 de noviembre de 2016 es de 31.95%*
- 3) *La metodología para los Balances que incluye las Zonas de Difícil Gestión (ZDG's)*
- 4) *El listado de las Zonas de Difícil Gestión (ZDG's) reconocidos por las municipalidades y levantados por ENEE-EEH*

Al 30 de noviembre de 2017, cuando se haga el cierre del primer año se realizará en base a lo antes expuesto. De igual forma, El Supervisor del proyecto, la empresa Manitoba Hydro International Ltd., deberá presentar al Comité Técnico un análisis del Anexo N° 6 del Contrato del Operador.

La exposición del Supervisor del Proyecto (MHI), efectuada durante la sesión de Comité de Coordinación No. 14, forma parte integral del Acta de la referida sesión.

En correo electrónico del 17 de julio de 2023, ENEE informa que en el Balance preliminar de energía de distribución a junio del 2023, se actualizaron los valores de energía para las ZDG's en el periodo junio-noviembre 2022.

Con los antecedentes disponibles, al cierre del informe de Junio₂₀₂₃ los resultados que se muestran en las tablas siguientes corresponden al Balance Preliminar de Energía del mes de Junio₂₀₂₃ y acumulado de 12 Meses a Junio₂₀₂₃.

ENEE informa el Balance de Energía de Distribución, preliminar a Junio₂₀₂₃.

Adicionalmente, MHI y ENEE se encuentran en un proceso de depuración permanente de los datos extraídos del Sistema de Gestión Comercial (InCMS), que se usan en los balances de energía.

Con los datos de la información entregados por ENEE, los resultados de Pérdidas de Junio₂₀₂₃ son los siguientes:

Balance Energía Mensual – Junio 2023	
Energía Entrada (kWh)	906,156,616.59
Energía Distribuida (kWh)	593,760,441.11
Pérdidas Totales (kWh)	312,396,175.49
Pérdida del Mes (%)	34.47%

Tabla N° 64: Balance de Energía Mensual

Variables del Balance - Julio 2022 – Junio 2023	
Energía Entrada (kWh)	9,872,568,813.80
Energía Distribuida (kWh)	6,394,178,547.62
Pérdidas Totales (kWh)	3,478,390,266.18
Pérdida Remanente (%)	35.23%

Tabla N° 65: Balance de Energía Acumulado Últimos 12 meses

Como se puede observar en las tablas anteriores, el porcentaje de pérdidas del mes de Junio₂₀₂₃ (34.47 %) resulta inferior al valor porcentual de la Pérdida Remanente Acumulada. (Pérdida Remanente Acumulada a junio₂₀₂₃ (35.23 %). La Pérdida Remanente Acumulada continúa sobre el 30%.

Si se compara el valor de Pérdida Remanente de Junio₂₀₂₂ (31.83 %) con el valor de la Pérdida Remanente a Junio₂₀₂₃ (35.23 %) resulta que, entre Junio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃ (Últimos 12 Meses de Operación) las pérdidas remanentes totales de distribución se han incrementado en 3.40 %).

La tabla siguiente muestra los resultados de Pérdidas Remanentes Acumuladas Anuales y la reducción o incremento de pérdidas de cada Año.

El resultado [+] implica reducción de la pérdida; el resultado [-] implica incremento de la pérdida:

- Primer Año, conciliado entre ENEE y EEH (4.06 %);
- Segundo Año, aprobado por Comité Técnico (-0.11 %);
- Tercer Año, aprobado por Comité Técnico (-3.79 %);

- Cuarto Año, valor preliminar (-3.19 %);
- Quinto Año, valor preliminar (4.27 %)
- Sexto Año, valor preliminar (-3.19 %).
- Séptimo Año, entre el 1 Dic 2022 y 30 Jun 2023 (-1.33 %).

Entre fechas	% Reducción	% Pérdidas Acumuladas
Entre 1 Dic 2015 y 30 Nov 2016		31.95%
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2017	4.06%	27.89%
Entre 1 Dic 2017 y 30 Nov 2018	-0.11%	28.00%
Entre 1 Dic 2018 y 30 Nov 2019	-3.79%	31.79%
Entre 1 Dic 2019 y 30 Nov 2020	-3.19%	34.97%
Entre 1 Dic 2020 y 30 Nov 2021	4.27%	30.71%
Entre 1 Dic 2021 y 30 Nov 2022	-3.19%	33.90%
Entre 1 Dic 2022 y 30 Jun 2023	-1.33%	35.23%

Tabla Nº 66: Perdidas por año

Comentario 25 de MHI: El reporte de kWh facturados en Marzo 2022 en la base de datos del sistema comercial contiene datos actualizados, con los siguientes filtros.

1. Energía total (kWh facturado, alumbrado público, ZDG's, rectificaciones) facturada por zonas.
2. Energía facturada a las 4,222 claves confirmadas como ZDG's (inmersas y no inmersas).
3. Energía facturada por concepto de alumbrado público por zona.
4. Energía facturada por concepto de rectificación de energía y rectificación de alumbrado público.

Tomando como referencia los valores de Pérdidas Remanentes de cada uno de los Años Base, 31.95 % en el Año Base; 27.89 % al cierre del Primer Año de Operaciones; 28.002 % al cierre del Segundo Año de Operaciones; 31.79 % al cierre del tercer año de operacional, 34.97 % (valor preliminar) al cierre del Cuarto Año de Operaciones, 30.71 % al cierre del Quinto Año de Operaciones y 33.90 % al cierre del Sexto Año de Operaciones, los resultados de reducción acumulada de pérdidas al 30 de noviembre de cada año operacional, respecto del 1 de diciembre de 2016, son los que se muestran a continuación.

Entre fechas	% Reducción
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2017	4.06%
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2018	3.95%
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2019	0.17%
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2020	-3.02%
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2021	1.25%
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2022	-1.95%

Tabla N° 67: Pérdidas Acumuladas

Es decir, entre el 1 diciembre 2016 y el 30 de noviembre de 2017 (en un Año de Operaciones) la Pérdida Remanente del Sistema de Distribución se redujo en 4.06 %; entre el 1 de diciembre 2016 y el 30 de noviembre de 2018 (en dos años de Operaciones) la pérdida remanente se redujo en 3.95 %; entre 1 de diciembre 2016 y el 30 de Noviembre de 2019 (en tres Años de Operaciones) la pérdida remanente se redujo en 0.17 %; entre 1 de diciembre 2016 y el 30 de Noviembre de 2020 (en cuatro Años de Operaciones) la pérdida remanente se incrementó en 3.02 % (valor preliminar), entre el 1 de diciembre de 2016 y 30 de noviembre de 2021 (en cinco años de operaciones), la pérdida se redujo en 1.25 % (valor preliminar) y entre el 1 de diciembre de 2016 y 30 de noviembre de 2022 (en seis años de operaciones), la pérdida se incrementó en 1.95 % (valor preliminar).

7.2. Balance Energía (Julio₂₀₂₂ – Junio₂₀₂₃)

En la tabla siguiente se puede observar el Balance preliminar de Energía Mensual y Acumulada a Junio₂₀₂₃.

DETALLE	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22
Energía recibida en el mes kWh (ERMi)	851,969,881.93	857,701,567.78	815,793,967.06	812,150,566.74	789,234,950.19	757,414,578.55
Energía Distribuida en el mes kWh (EDMi)	533,451,738.34	557,116,234.25	563,764,682.55	521,307,569.58	533,701,092.70	517,449,232.70
Pérdidas mes kWh	318,518,144	300,585,334	252,029,285	290,842,997	255,533,857	239,965,346
Pérdidas mes %	37.39%	35.05%	30.89%	35.81%	32.38%	31.68%
Energía recibida acumulada kWh	9,539,367,141.87	9,545,607,818.03	9,526,022,911.88	9,495,869,352.47	9,573,669,333.77	9,577,811,306.15
Energía Distribuida acumulada kWh	6,446,281,912.66	6,418,629,482.14	6,389,602,882.46	6,338,524,999.73	6,328,050,607.55	6,344,409,474.55
Pérdidas totales kWh	3,093,085,229.20	3,126,978,335.89	3,136,420,029.42	3,157,344,352.75	3,245,618,726.22	3,233,401,831.60
Real Pérdidas Acumuladas %	32.42%	32.76%	32.92%	33.25%	33.90%	33.76%

DETALLE	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
Energía recibida en el mes kWh (ERMi)	756,897,366.73	716,116,970.49	847,368,412.20	835,200,835.42	926,563,100.12	906,156,616.59
Energía Distribuida en el mes kWh (EDMi)	462,255,639.11	511,075,660.02	524,171,464.93	545,727,312.60	530,397,479.72	593,760,441.11
Pérdidas mes kWh	294,641,728	205,041,310	323,196,947	289,473,523	396,165,620	312,396,175
Pérdidas mes %	38.93%	28.63%	38.14%	34.66%	42.76%	34.47%
Energía recibida acumulada kWh	9,603,038,009.05	9,654,394,468.98	9,693,232,850.99	9,710,851,621.92	9,772,270,152.14	9,872,568,813.80
Energía Distribuida acumulada kWh	6,310,911,225.55	6,326,453,549.55	6,360,697,137.55	6,353,913,898.55	6,357,396,335.55	6,394,178,547.62
Pérdidas totales kWh	3,292,126,783.50	3,327,940,919.43	3,332,535,713.44	3,356,937,723.38	3,414,873,816.59	3,478,390,266.18
Real Pérdidas Acumuladas %	34.28%	34.47%	34.38%	34.57%	34.94%	35.23%

Tabla N° 68: Balance de Energía Últimos 12 meses

En el gráfico siguiente se observan los porcentajes de pérdidas mensuales y acumulados por mes (entre Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃).

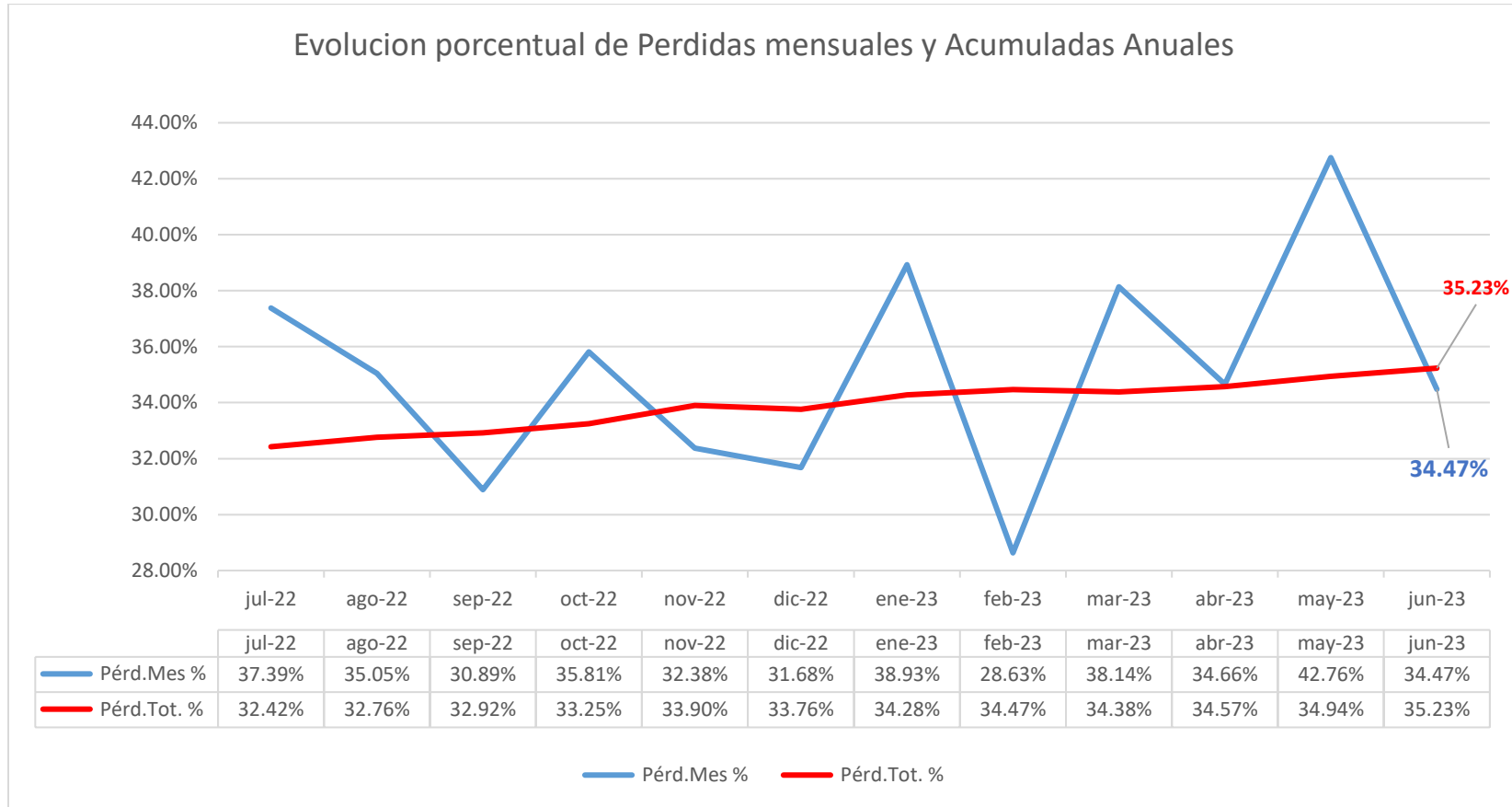


Gráfico Nº 49: Pérdida Totales Mensual y Acumulada

La siguiente tabla y gráfico reproducen la variabilidad porcentual mensual de la Pérdida Remanente entre Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃, respecto de los Valores de Años Base: Noviembre₂₀₁₆ (31,95%) - Noviembre₂₀₁₇ (27.89%), Noviembre₂₀₁₈ (28.002%), Noviembre₂₀₁₉ (31.79%), Noviembre₂₀₂₀ (34.97% valor preliminar), Noviembre₂₀₂₁ 30.71% (Valor Preliminar) y Noviembre₂₀₂₂ 33.90% (Valor Preliminar).

Mes-Referencia	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
Resp. 1 Dic - 2016	-0.47%	-0.80%	-0.97%	-1.30%	-1.95%	-1.80%	-2.33%	-2.52%	-2.43%	-2.61%	-2.99%	-3.28%
Resp. 1 Dic - 2017	-4.53%	-4.87%	-5.03%	-5.36%	-6.01%	-5.87%	-6.39%	-6.58%	-6.49%	-6.68%	-7.05%	-7.34%
Resp. 1 Dic - 2018	-4.42%	-4.76%	-4.92%	-5.25%	-5.90%	-5.76%	-6.28%	-6.47%	-6.38%	-6.57%	-6.94%	-7.23%
Resp. 1 Dic - 2019	-0.64%	-0.97%	-1.14%	-1.46%	-2.11%	-1.97%	-2.49%	-2.68%	-2.59%	-2.78%	-3.16%	-3.45%
Resp. 1 Dic - 2020	2.55%	2.22%	2.05%	1.72%	1.07%	1.21%	0.69%	0.50%	0.59%	0.40%	0.03%	-0.26%
Resp. 1 Dic - 2021	-1.72%	-2.05%	-2.22%	-2.54%	-3.19%	-3.05%	-3.57%	-3.76%	-3.67%	-3.86%	-4.24%	-4.53%
Resp. 1 Dic - 2022						0.14%	-0.38%	-0.57%	-0.48%	-0.67%	-1.04%	-1.33%

Tabla Nº 69: Variabilidad mensual de reducción de Pérdidas

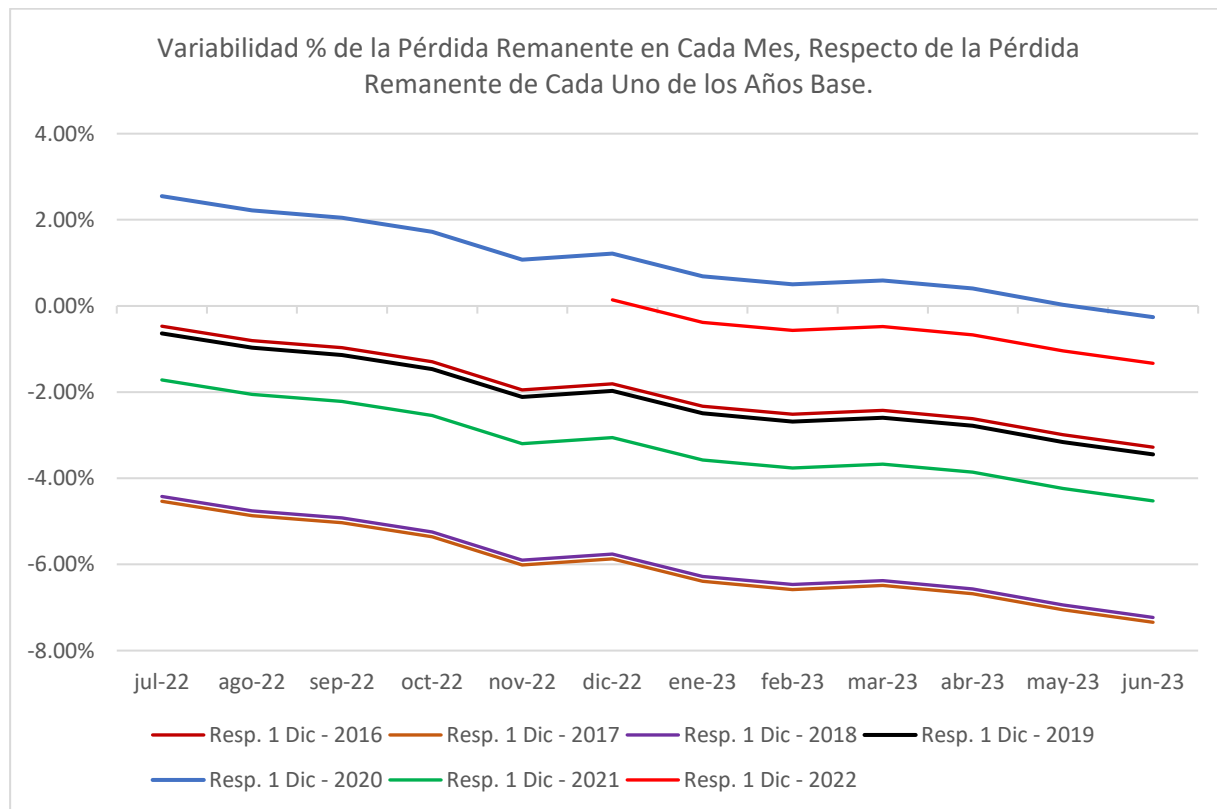


Gráfico Nº 50: Variabilidad Mensual del % de Reducción de Pérdidas

Comentario 26 de MHI: Es conveniente señalar que, Bajo el concepto de *INSTALACIONES ADAPTADAS A LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD* en redes de distribución, debe existir un Plan Permanente de adaptación al Aumento de Potencia de las instalaciones de Media Tensión, Transformación de Media Tensión a Baja Tensión e instalaciones de Baja Tensión, propendente a adaptar el Sistema de Distribución a un Óptimo de Pérdidas Técnicas.

De no efectuarse esta adaptación al crecimiento de la Demanda de Electricidad en las instalaciones de distribución, sucederá que el incremento de la Demanda de Energía en instalaciones de distribución desadaptadas, ocasionará un incremento de las Pérdidas Técnicas y como consecuencia de ello, los resultados de los programas de Reducción de Pérdidas Totales se verán afectados por el incremento de las Pérdidas Técnicas, asociadas al crecimiento de la Demanda de Electricidad en instalaciones desadaptadas. Lo anterior significa que debe haber un Plan de Reducción de Pérdidas Técnicas, sincronizado con un Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas, es decir un Plan Integrado de Reducción de Pérdidas Totales de Distribución.

Además, para que una empresa distribuidora pueda desarrollar un adecuado Plan de Reducción de Pérdidas Técnicas y No Técnicas, es esencial que se disponga de un parque de medición de adecuada precisión, registro, control y análisis de la medida en las entradas del Sistema de Distribución, en los puntos de inyección de Generación Distribuida y en la totalidad del universo de los clientes conectados en MT y BT; así como disponibilidad de Macromedición fija y/o portátil para hacer ranking de circuitos en función de las pérdidas totales que resultan de las pérdidas técnicas y no técnicas.

Los sistemas de medición y empalmes deben cumplir con las normas de calidad y precisión y con los protocolos de protección física y eléctrica para estos equipos.

7.3. Análisis de Pérdidas por Circuitos

Del seguimiento de pérdidas por circuito reportados en el Informe de Gestión de EEH correspondiente al mes de Junio₂₀₂₃ se observa lo siguiente:

- En Mayo₂₀₂₃ EEH presentó la incorporación un nuevo circuito en la región Noroccidente, Sector San Pedro Sula, subestación Bermejo. El circuito se denomina **Bermejo BER-L280**.

Con la incorporación de este circuito, EEH reporta en su informe de Gestión Mensual un total de 93 circuitos para la Región Noroccidente.

- Respecto de lo informado en el mes anterior para el Circuito BER-L280 (38.83 %), el nivel de pérdidas para junio 2023 resultó menor (34.77 %), lo que representa una reducción mensual de 4.06 %; sin embargo, el nivel de pérdidas reportado igualmente es superior al 30 %.
- 115 de 191 Circuitos de Distribución a nivel nacional reportan pérdidas mayores al 30%, esto representa un 60.21 % de la totalidad de circuitos de distribución del país.

- La contribución de las diferentes regiones a los niveles de pérdidas (>30%) es la siguiente:
 - Centro Sur: 20.94 % (40 de 191 circuitos).
 - Noroccidente: 31.41 % (60 de 191 circuitos).
 - Litoral Atlántico: 7.85 % (15 de 191 circuitos).
- El detalle de pérdidas por circuito para cada región es el siguiente:
 - Región Centro Sur: 40 de 78 circuitos de distribución presentan pérdidas mayores al 30 %, es decir, el 51.28 % de los circuitos de esta región reporta niveles de pérdidas superiores al 30 %.
 - Región Noroccidente: 60 de 93 circuitos de distribución presentan pérdidas mayores al 30 %, es decir, 64.52 % de los circuitos de esta región reporta niveles de pérdidas superiores al 30 %.
 - Región Litoral-Atlántico: 15 de 20 circuitos de distribución presentan pérdidas mayores al 30 %, es decir, 75.00 % de los circuitos de esta región reporta niveles de pérdidas superiores al 30 %.
- Analizando el comportamiento de las pérdidas de los 191 circuitos a nivel nacional (circuitos con pérdidas mayores al 30 %) se observa lo siguiente:
 - Centro Sur, no existe variación porcentual mensual y anual en la cantidad de circuitos (40) con pérdidas mayores al 30 %.
 - Noroccidente, no presenta incremento porcentual mensual en la cantidad de circuitos (60) con pérdidas mayores al 30 %. De forma anual, existe un incremento de 2 % en la cantidad de circuitos con pérdidas mayores al 30 %. Se incrementa desde 58 circuitos en Junio₂₀₂₂ a 60 circuitos en Junio₂₀₂₃.
 - Litoral, presenta un crecimiento mensual del 5 % en la cantidad de circuitos con pérdidas mayores al 30 %, se incrementa desde 14 circuitos a 15 circuitos con pérdidas superiores al 30%. De forma anual, existe un incremento de 15 % en la cantidad de circuitos con pérdidas mayores al 30 %, se incrementa desde 12 circuitos en Junio₂₀₂₂ a 15 circuitos en junio 2023.

La siguiente tabla comparativa resumen lo descrito anteriormente:

	Jun-23	may-23	jun-22	Jun-23	may-23	jun-22	Jun-23 - May-23 (Mes)	Jun-23 - Jun-22 (Año)	
Cantidad Circuitos	Cantidad Perdidas > 30 %	Circuitos	Con	Porcentaje Pérdidas > 30 %	Circuitos	con	Variación (%)		
Centro Sur	78	40	40	40	51%	51%	51%	0%	0%
Noroccidente	93	60	60	58	65%	65%	62%	0%	2%
Litoral Atlántico	20	15	14	12	75%	70%	60%	5%	15%
TOTAL	191	115							

Tabla Nº 70: Tabla Comparativa de perdidas por Circuito

A continuación, se muestra un detalle porcentual de pérdidas por circuitos del Sistema Eléctrico de Distribución de ENEE a Junio²⁰²³.

Año	2023
Mes	Junio

CENTRO SUR

NO.	CIRCUITO	PÉRDIDAS	TOTAL CIRCUITOS	78
1	PAV-L366	32.62%	PÉRDIDAS MENOR A 30%	38 49%
2	PAV-L367	35.40%	PÉRDIDAS MAYOR A 30%	40 51%
3	PAV-L368	50.22%		
4	PAV-L369	56.63%		
5	PRD-L360	54.15%		
6	SLU-L318	44.13%		
7	SLU-L320	37.28%		
8	SLU-L358	41.97%		
9	SLU-L359	25.26%		
10	CYG-L316	16.25%		
11	CYG-L317	35.59%		
12	CYG-L325	21.04%		
13	CYG-L326	29.36%		
14	CYG-L386	34.27%		
15	SGT-L373	33.23%		
16	SGT-L374	27.38%		
17	CHI-L362	49.73%		
18	CHI-L363	33.66%		
19	DAN-L387	24.63%		
20	DAN-L388	19.05%		

CENTRO SUR

21	DAN-L389	20.22%
22	CAT-L375	46.04%
23	CAT-L376	52.64%
24	JUT-L379	39.43%
25	JUT-L380	56.51%
26	JUT-L381	56.00%
27	JUT-L382	41.00%
28	AMT-L333	26.29%
29	AMT-L335	15.35%
30	CDA-L271	20.04%
31	CDA-L272	15.24%
32	CDA-L273	17.26%
33	CDH-L344	42.55%
34	CDH-L345	33.79%
35	GMC-L377	43.96%
36	GMC-L378	51.09%
37	LLN-L231	31.53%
38	LLN-L232	31.86%
39	LLN-L233	10.41%
40	LLN-L234	11.52%
41	LNZ-L261	4.59%
42	LNZ-L262	11.85%
43	LNZ-L263	36.64%
44	LNZ-L264	25.24%
45	LNZ-L265	6.90%
46	LNZ-L266	-0.92%
47	LNZ-L267	0.90%
48	MFL-L235	27.07%
49	MFL-L236	6.18%
50	MFL-L237	33.25%
51	MFL-L238	8.44%
52	MFL-L239	-1.87%
53	MFL-L240	8.65%
54	MFL-L241	13.55%
55	PVR-L342	37.45%
56	PNU-L260	9.97%
57	SFE-L227	43.04%
58	SFE-L228	45.68%
59	SFE-L229	29.65%
60	SFE-L230	41.07%
61	SFE-L291	30.50%
62	SFE-L306	32.94%

CENTRO SUR

63	SFE-L307	36.21%
64	SUY-L251	30.27%
65	SUY-L252	3.29%
66	SUY-L253	18.95%
67	SUY-L254	5.36%
68	SUY-L255	12.12%
69	SUY-L256	19.38%
70	SUY-L257	42.56%
71	SUY-L258	35.38%
72	TON-L295	11.71%
73	TON-L296	19.07%
74	TON-L297	25.22%
75	TON-L298	14.48%
76	ZAM-L383	35.12%
77	ZAM-L384	47.12%
78	ZAM-L385	34.10%

NOROCCIDENTE

NO.	CIRCUITO	PÉRDIDAS	TOTAL CIRCUITOS	93
1	GUA-L355	49.98%	PÉRDIDAS MENOR A 30%	33 35%
2	GUA-L356	39.30%	PÉRDIDAS MAYOR A 30%	60 65%
3	MOR-L395	40.03%		
4	MOR-L396	41.84%		
5	PGR-L317	35.01%		
6	PGR-L318	37.68%		
7	PGR-L319	49.02%		
8	YOR-L397	28.62%		
9	YOR-L398	52.84%		
10	YOR-L399	54.73%		
11	BVI-L211	15.04%		
12	BVI-L212	15.33%		
13	BVI-L213	16.92%		
14	BVI-L214	7.65%		
15	BER-L205	49.49%		
16	BER-L207	42.55%		
17	BER-L208	17.41%		
18	BER-L247	1.29%		
19	BER-L248	2.23%		
20	BER-L281	31.86%		
21	BER-L282	12.16%		
22	BER-L283	15.73%		

NOROCCIDENTE

23	BER-L288	6.52%
24	BER-L290	16.98%
25	CHM-L215	54.05%
26	CHM-L216	50.42%
27	CHM-L251	34.77%
28	CHM-L252	47.90%
29	CHM-L276	41.46%
30	CIR-L241	53.24%
31	CIR-L242	46.48%
32	CIR-L243	42.35%
33	CIR-L244	44.43%
34	CIR-L245	31.17%
35	CIR-L246	36.00%
36	EST-L220	0.64%
37	EST-L221	41.21%
38	LPT-L203	42.57%
39	LPT-L204	45.60%
40	LPT-L230	6.24%
41	LPT-L232	8.65%
42	LPT-L233	30.72%
43	LPT-L234	9.95%
44	LPT-L249	53.91%
45	LPT-L250	54.26%
46	LVI-L227	33.08%
47	LVI-L228	-1.62%
48	LVI-L235	63.38%
49	LVI-L236	27.63%
50	MAS-L352	57.09%
51	MAS-L353	52.84%
52	MAS-L354	-1.05%
53	NCO-L364	59.48%
54	NCO-L365	57.68%
55	RET-L286	-0.86%
56	RET-L287	61.92%
57	RET-L289	47.42%
58	RET-L295	57.10%
59	RNA-L384	-3.17%
60	RNA-L385	46.42%
61	RNA-L386	19.93%
62	SMT-L284	57.06%
63	SMT-L285	59.10%
64	SMT-L291	52.17%

NOROCCIDENTE

65	TSZ-L223	48.81%
66	TSZ-L224	55.87%
67	TSZ-L225	3.84%
68	TSZ-L226	20.55%
69	VNU-L323	50.24%
70	VNU-L324	62.56%
71	VNU-L391	42.95%
72	VNU-L392	14.59%
73	VNU-L393	29.56%
74	VNU-L394	21.54%
75	CJN-L370	27.76%
76	CRL-L301	37.78%
77	CRL-L302	13.90%
78	CRL-L303	50.28%
79	CRL-L304	48.14%
80	CAR-L389	16.21%
81	CAR-L390	57.62%
82	NIS-L331	55.90%
83	NIS-L332	41.39%
84	ERA-L371	40.61%
85	ERA-L372	33.67%
86	LEC-L357	42.32%
87	LEC-L358	27.54%
88	LEC-L361	36.34%
89	LEC-L362	59.60%
90	LFL-L334	33.98%
91	SRS-L338	19.05%
92	SRS-L339	28.74%
93	BER-L280	34.77%

LITORAL

NO.	CIRCUITO	PÉRDIDAS	TOTAL CIRCUITOS	20	
1	CTE-L308	22.00%	PÉRDIDAS MENOR A 30%	5	25%
2	CTE-L311	17.78%	PÉRDIDAS MAYOR A 30%	15	75%
3	CTE-L312	39.58%			
4	CTE-L313	36.90%			
5	SIS-L327	28.59%			
6	SIS-L328	21.39%			
7	SIS-L329	30.53%			
8	SIS-L330	38.19%			
9	TEL-L309	37.07%			

LITORAL

10	TEL-L310	31.65%
11	BOR-L349	52.13%
12	BOR-L350	37.57%
13	BOR-L351	37.63%
14	CCE-L340	31.85%
15	CCE-L341	59.10%
16	CCE-L342	45.69%
17	ISL-L344	44.61%
18	ISL-L345	40.27%
19	ISL-L346	27.85%
20	ISL-L347	50.58%

Tabla Nº 71: % de Pérdidas por Circuitos

7.4. Gestiones de EEH en cuanto a Reducción de Pérdidas

Actuación sobre clientes de Medida Especial:

Durante el mes de Junio₂₀₂₃ se registra un porcentaje de 23.78 % en la ejecución de los planes de medida indirecta, 15.68 % en la ejecución de los planes en los clientes de medida semidirecta; resultando un total de 16.73 % de ejecuciones. Con estas actuaciones se logró el levantamiento de 31 irregularidades con un porcentaje de Detección de 16.76 %.

Junio 2023	Tipo de Medida	Planificado	Ejecutado	% de Ejecución	Irregularidades	% de Detección
	Revisión y Normalización de Clientes Medida Indirecta	143	34	23.78%	2	5.88%
	Revisión y Normalización de Clientes Medida Semidirecta	963	151	15.68%	29	19.21%
TOTALES		1,106	185	16.73%	31	16.76%

Tabla No 72: Acciones evaluables de medida especial.

Comentario 27 de MHI: Las irregularidades encontradas tienen una baja efectividad de ocurrencia, la protección de ingresos en este tipo de segmento es fundamental en el ciclo comercial y financiero de la Empresa, por su alto impacto en energía no facturada y valor económico correspondiente.

Con relación a Actividades Comerciales, en Junio₂₀₂₃ se efectuaron 0.0 actividades con 0.0 Anomalías Encontradas y una Efectividad indeterminada %.

	Plan	Actividades Realizadas	Anomalías Encontradas	Efectividad (%)
Junio 2023	Optimización del Ciclo Comercial	0	0	#¡DIV/0!
	Bolsas AMI ENEE	0	0	#¡DIV/0!
	Bolsas AMI Fachada	0	0	#¡DIV/0!
	Bolsas AMI Centralizada	0	0	#¡DIV/0!
TOTALES		0	0	#¡DIV/0!

Tabla N° 73: Actividades Realizadas

Comentario 28 de MHI: En cuanto a Actividades Comerciales orientadas a detección de irregularidades, se efectuaron 0.0 actividades con 0.0 Anomalías Encontradas y una Efectividad % indeterminada, ello obedece a la no renovación del Contrato con UT Redes.

8. INDICADOR DE PROGRESO EN REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS (CRI)

El Cash Recovery Index (CRI) o Indicador del Flujo Efectivo de Fondos, es un indicador de gestión que mide la efectividad con que el Proceso de Reducción y Control de Pérdidas Eléctricas en una empresa distribuidora se traduce en Flujo Efectivo Económico, por cuanto en su cálculo se conjugan las variables físicas provenientes del balance de energía con las variables económicas resultantes de la Facturación y Recaudo en el Proceso Comercial, durante un periodo determinado de tiempo.

8.1. Determinación del CRI

En el informe mensual de MHI correspondiente a Marzo de 2017, se explicó en forma detallada el armado del CRI, que en resumen se reduce a las siguientes fórmulas:

$$\text{CRI} = (1 - \text{Indicador de Pérdidas}) \times \text{Indicador de Cobranza}$$

$$\text{CRI} = (1 - (\text{E Pérdida GWh} / \text{E ingresada GWh})) \times (\text{E cobrada MMHNL} / \text{E facturada MMHNL})$$

8.2. Proyección del CRI en el Periodo del Contrato

Para determinar la proyección del CRI en cada año del periodo del Contrato, se usó la tabla propuesta al Comité Técnico por MHI, que establece la reducción Mínima Anual de Pérdidas totales de Distribución, sobre la base de los valores porcentuales comprometidos en cada año por EEH, aplicando una tasa de crecimiento anual del 2.77 % en la Energía Vendida Anual y los valores porcentuales de reducción de pérdidas comprometidos por el Operador en su Contrato.

Año de Servicios "n"	Porcentaje de reducción mínima de Pérdidas Totales de Distribución (FRMAN)%	Reducción Mínima Anual de Pérdidas Totales de Distribución ajustada por Crecimiento kWh (FRMAN)	Porcentaje de pérdidas Totales base para el año "n" (FPTn)	Total de Pérdidas Remanentes al final del año "n" en kWh (PRn), incluye las pérdidas derivadas del crecimiento.
0			31.95%	2,616,622,198
1	4%	264,406,112	27.95%	2,352,216,087
2	3%	194,211,990	24.95%	2,158,004,096
3	3%	206,800,667	21.95%	1,951,203,429
4	3%	219,938,420	18.95%	1,731,265,010
5	2%	139,751,421	16.95%	1,591,513,589
6	1%	52,339,842	15.95%	1,539,173,747
7	1%	56,469,732	14.95%	1,482,704,016

Tabla N° 74: Reducción Mínima Anual de Pérdidas Totales de Distribución, Anexo 6 del Contrato.

Con este antecedente, se confeccionó la tabla de Cálculo de la Proyección Anual del CRI en el Periodo de 7 años del Contrato, considerando el precio medio de venta en HNL/kWh de Diciembre₂₀₁₆ (0.16178 US\$/kWh) y un ER de 0.95 (año 1), 0.96 (año 2) y 0.98 (año 3 y siguientes).

CALCULO DE LA PROYECCION DEL CRI EN EL PERIODO DE 7 AÑOS DEL CONTRATO					
Mes	Energía Pérdida kWh	Energía Ingresada kWh	Energía Cobrada MMHNL	Energía facturada MMHNL	CRI
2016 - 2017	2,352,216,087	8,415,799,952	22,046,491,022	23,206,832,655	68.45%
2017 - 2018	2,158,004,096	8,649,315,016	23,850,095,715	24,843,849,703	72.05%
2018 - 2019	1,951,203,429	8,889,309,474	26,022,768,067	26,553,844,967	76.49%
2020 - 2021	1,731,265,010	9,135,963,111	27,772,815,819	28,339,607,979	79.43%
2021 - 2022	1,591,513,589	9,389,460,701	29,247,775,662	29,844,669,043	81.39%
2022 - 2023	1,539,173,747	9,649,992,145	30,421,262,612	31,042,104,707	82.37%
2023 - 2024	1,482,704,016	9,917,752,613	31,637,353,462	32,283,013,737	83.35%

Tabla N° 75: Proyección del CRI anual en el Periodo de 7 años del Contrato.

Comentario 29 de MHI: El valor del CRI proyectado para el Primer Año resulta 68.45 %, para el Segundo Año 72.05 %, para el Tercer Año 76.49 %, para el Cuarto Año 79.43 %, para el Quinto Año 81.39 %, para el Sexto Año 82.37% y para el séptimo año 83.35 %.

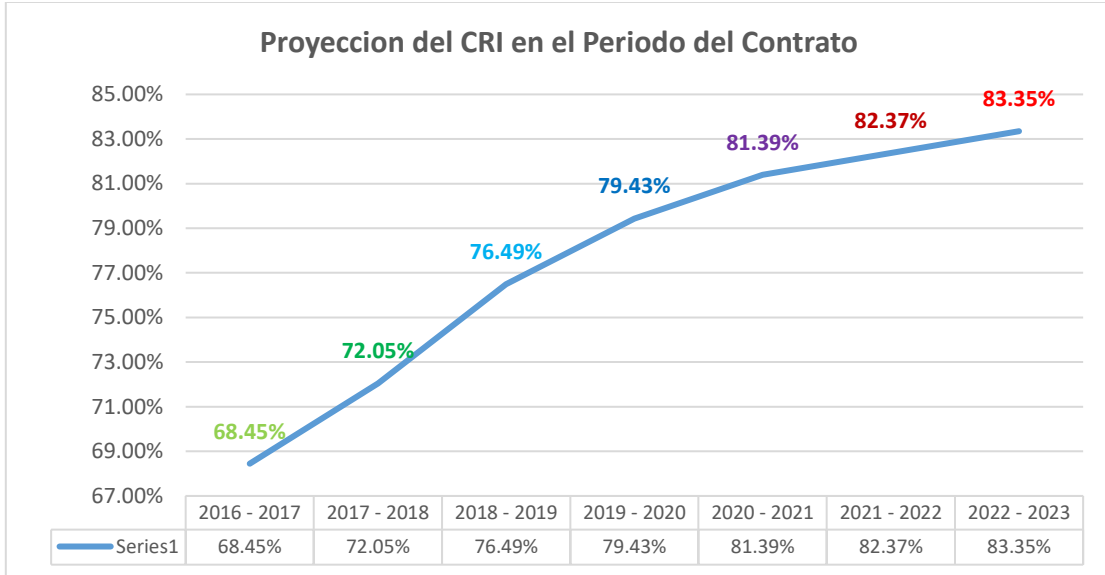


Gráfico N° 51: Proyección del CRI Anual en el Periodo del Contrato.

8.3. Comportamiento mensual del CRI en la operación de EEH

CRI: Cash Recovery Index

En la siguiente tabla se muestra el comportamiento del CRI durante la operación de EEH entre los meses Julio₂₀₂₂ y Junio₂₀₂₃, aplicando el concepto PMA (Promedio Móvil Anual) para Facturación y Recaudo.

Para la energía física ingresada y pérdidas, se usan los valores de Pérdidas Remanentes del Balance de Energía.

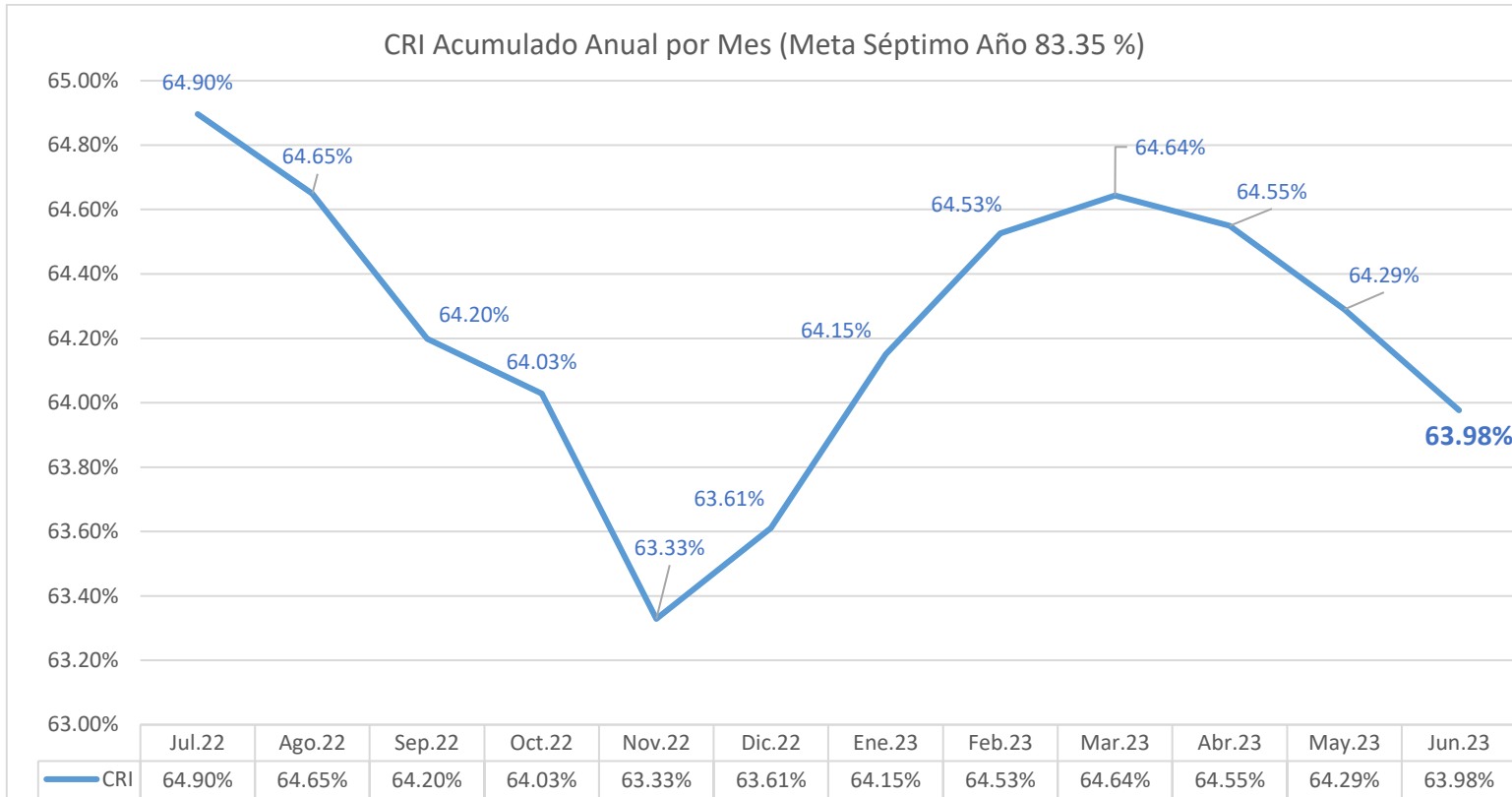
Por lo anterior, los CRI resultantes de cada mes indican los efectos de promedios móviles acumulados que la gestión de reducción de pérdidas y la gestión de recaudo tuvieron en cada uno de los meses.

Comentario 30 de MHI: En la tabla y gráfico siguientes se puede observar la evolución del CRI, desde 64.90 % (Julio₂₀₂₂) a 63.98 % (Junio₂₀₂₃).

EEH no ha alcanzado en Junio₂₀₂₃ la meta proyectada para el Primer Año de Operaciones (68.45%), ni la del Segundo Año (72.05%), ni la del tercer año de operaciones (76.49%), ni la del Cuarto Año (79.43 %), ni la del Quinto Año (81.39 %), ni la del Sexto Año (82.37 %) y difícilmente podrá alcanzar la del Séptimo Año Operacional (83.35%).

CALCULO DEL CRI CON VALORES ACUMULADOS ANUALES POR MES DE PERDIDAS Y RECAUDO					
Mes	Energia Perdida kWh	Energia Ingresada kWh	Energia Cobrada MMHNL	Energia facturada MMHNL	CRI
Jul.22	3,093,085,229	9,539,367,142	31,053	32,335	64.90%
Ago.22	3,126,978,336	9,545,607,818	31,482	32,744	64.65%
Sep.22	3,136,420,029	9,526,022,912	31,677	33,096	64.20%
Oct.22	3,157,344,353	9,495,869,352	31,923	33,280	64.03%
Nov.22	3,245,618,726	9,573,669,334	32,269	33,680	63.33%
Dic.22	3,233,401,832	9,577,811,306	32,797	34,153	63.61%
Ene.23	3,292,126,783	9,603,038,009	32,819	33,621	64.15%
Feb.23	3,327,940,919	9,654,394,469	32,832	33,342	64.53%
Mar.23	3,332,535,713	9,693,232,851	32,817	33,313	64.64%
Abr.23	3,356,948,759	9,710,862,658	32,573	33,018	64.55%
May.23	3,414,884,853	9,772,281,188	32,465	32,851	64.29%
Jun.23	3,478,390,266	9,872,568,814	32,479	32,880	63.98%

Tabla N° 76: Calculo del CRI con Valores Acumulados Anuales por Mes de Pérdidas y Recaudo



51

Gráfico N° 52: Evolución del CRI calculado con Valores Acumulados Anuales por Mes de Pérdidas y Recaudo



En el siguiente gráfico se puede observar cómo la Energía Ingresada al Sistema de Distribución ha contribuido al resultado del CRI.

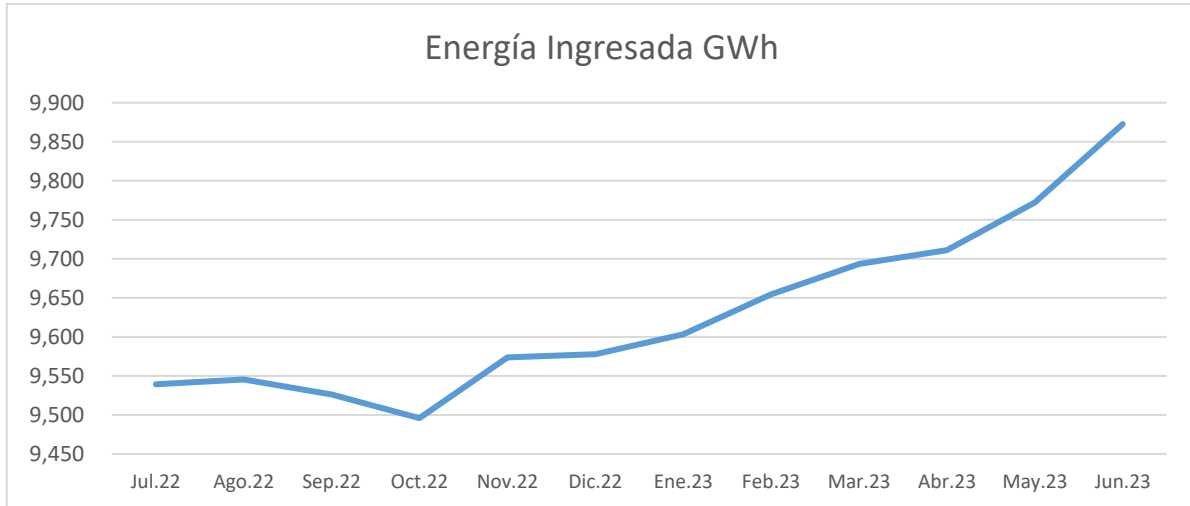


Gráfico N° 53: Evolución de Energía Ingresada a nivel acumulado anual – por mes

En el siguiente gráfico se puede observar cómo las Pérdidas del Sistema de Distribución han contribuido al resultado del CRI.

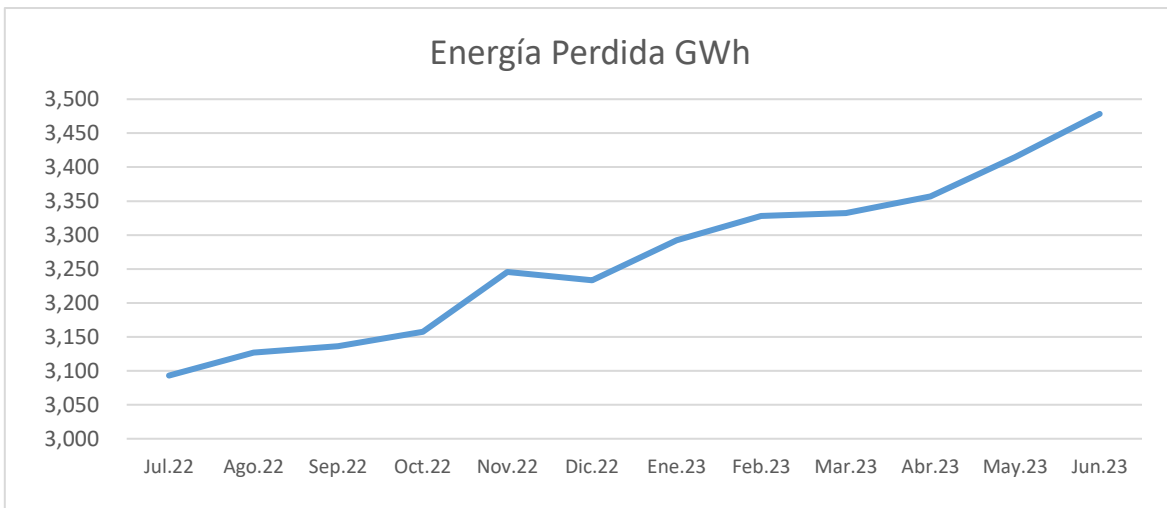


Gráfico N° 54: Evolución de Energía Perdida a nivel acumulado anual – por mes



En el siguiente gráfico se puede observar cómo la Energía Distribuida ha contribuido al resultado del CRI.

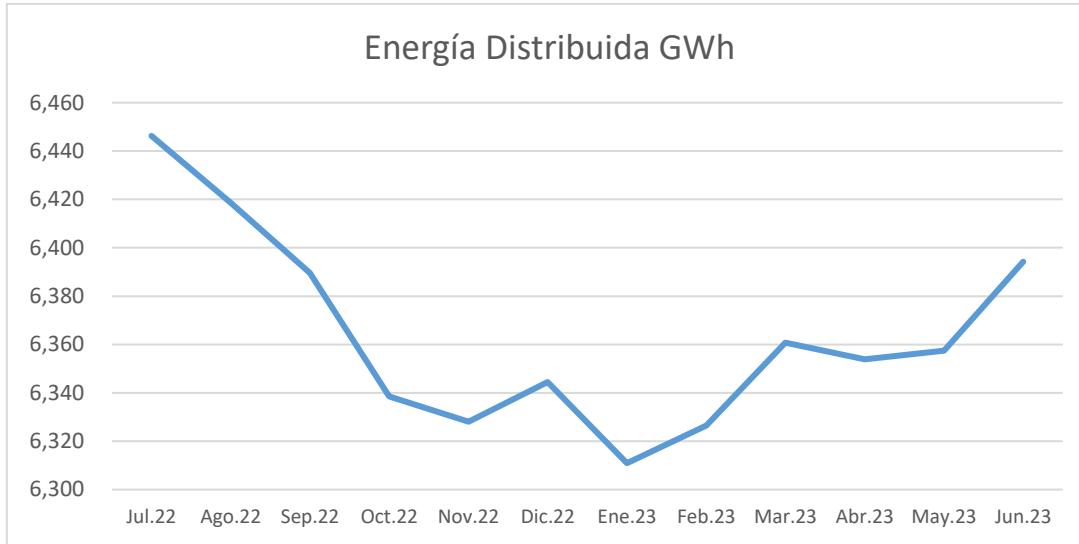


Gráfico N° 55: Evolución de la Energía Distribuida a nivel acumulado anual – por mes

En el siguiente gráfico se puede observar cómo el Recaudo Mensual ha contribuido al resultado del CRI.

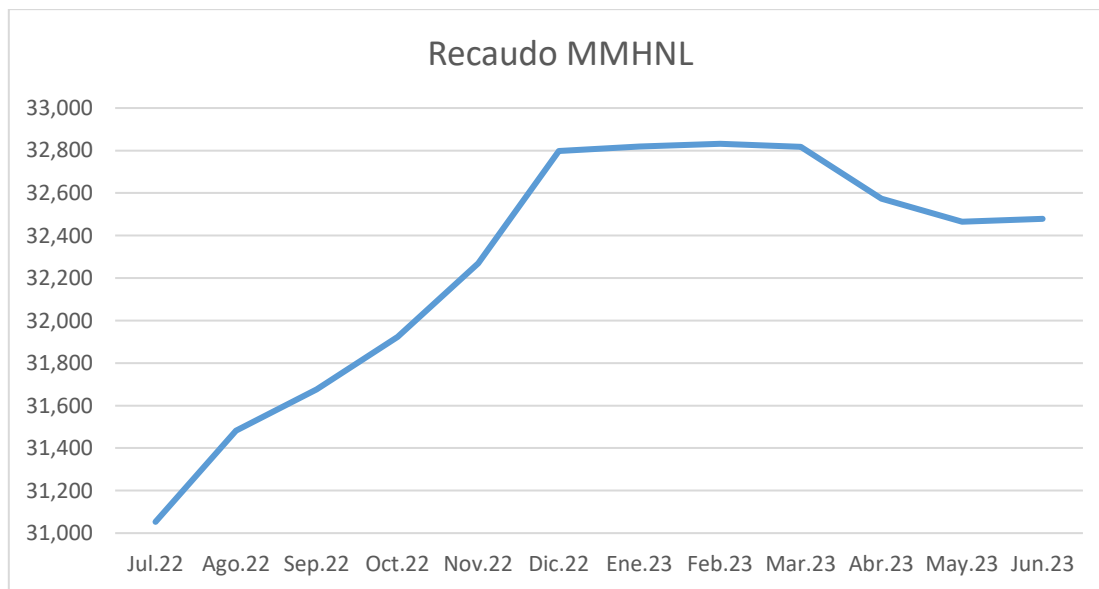


Gráfico N° 56: Evolución del Recaudo a nivel acumulado anual – por mes



En el siguiente gráfico se puede observar cómo la Facturación Mensual ha contribuido al resultado del CRI.

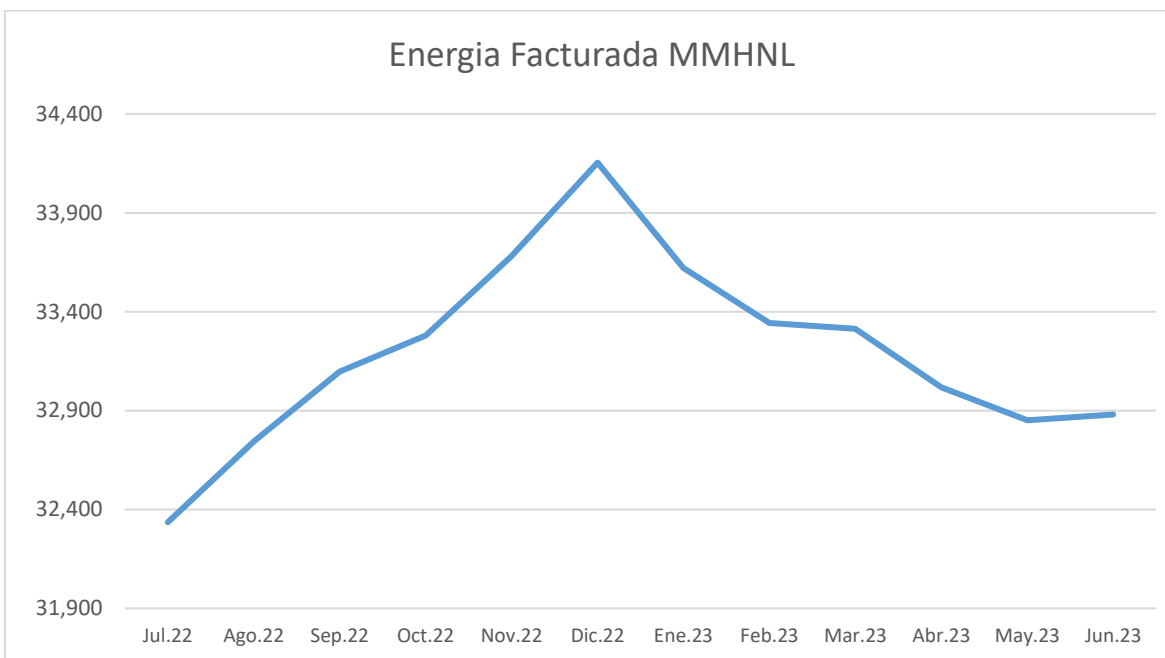


Gráfico N° 57: Evolución de la Facturación a nivel acumulado anual – por mes

8.4. Comportamiento Anual del CRI en la operación de EEH

En este proyecto, a excepción del Primer Año, en cada uno de los años operacionales los valores del CRI resultan por debajo de los valores proyectados, debido al incumplimiento en las metas de reducción de pérdidas y en los indicadores de Efectividad de la Facturación y del Recaudo durante la operación.

En la tabla y grafico siguientes, se muestra el CRI Proyectado para cada uno de los años operacionales, utilizando los valores de Reducción de Pérdidas y de Efectividad en el Recaudo comprometidos por el Operador en su Contrato, vs. los valores de CRI reales alcanzados en cada año operacional y los excedentes o déficits de su cumplimiento.

Período Anual	CRI Proyectado	CRI Real	Déficit
2016 - 2017	68.45%	69.10%	-0.65%
2017 - 2018	72.05%	70.16%	1.89%
2018 - 2019	76.49%	67.50%	8.99%

Periodo Anual	CRI Proyectado	CRI Real	Déficit
2019 - 2020	79.43%	59.19%	20.24%
2020 - 2021	81.39%	67.02%	14.37%
2021 - 2022	82.37%	63.33%	19.04%
2022 - 2023	83.35%		

Tabla N° 77: CRI Proyectado y Resultante Anual

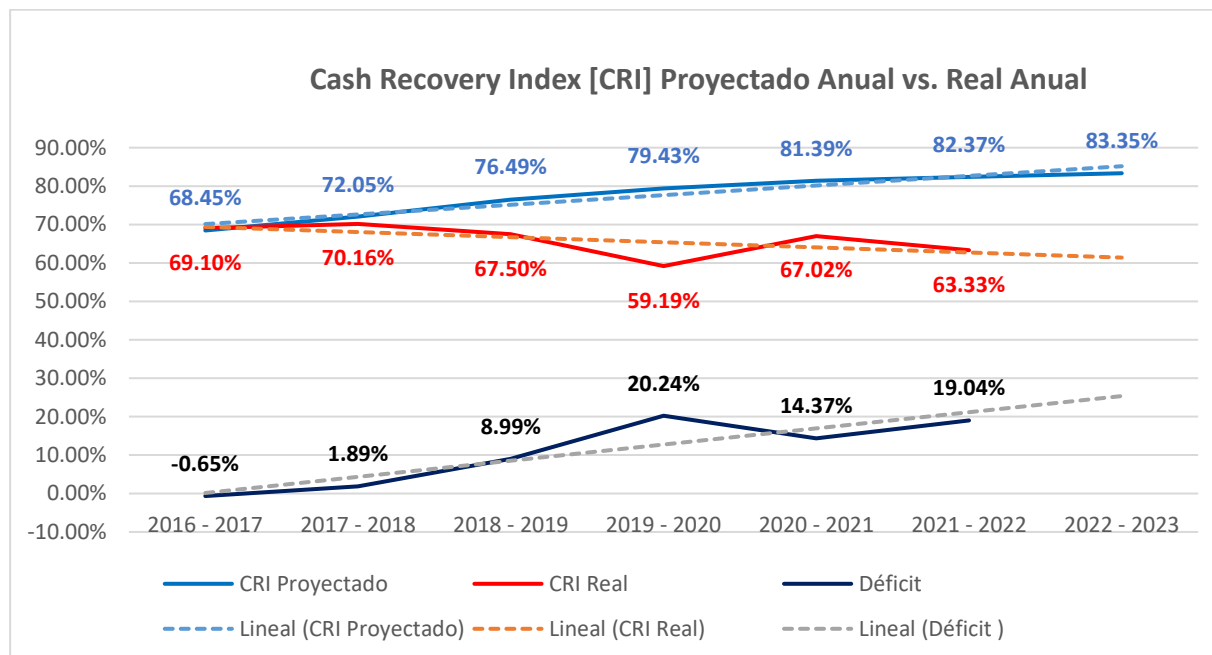


Gráfico N° 58: Cash Recovery Index (CRI) Proyectado Anual vs. Real Anual

9. AVANCE PROCESO DE INVERSIONES SEPTIMO AÑO

Al mes de junio de 2023, EEH no reporta ejecución física en las líneas de inversión asociadas a la medición de energía (control de energía). Esto debido a solicitud de anulación por parte de la ENEE del plan de inversiones aprobado por Comité Técnico del Fideicomiso en sesión 183.

En el mes de Junio₂₀₂₃, EEH presenta una ejecución financiera de **US\$ 570,782.08**, inversión que de momento no está respaldada por un Plan de Inversiones aprobado por el Comité Técnico del Fideicomiso.

De forma acumulada, EEH reporta una ejecución total por un monto de **USD 704,111.94**. Esta cifra global corresponde a inversiones realizadas durante el Séptimo Año Operacional en las líneas de inversión 11 (Reducción de Pérdidas Técnicas en la Red de Distribución), 15 (Marcación de



Manitoba
HYDRO INTERNATIONAL

Manitoba Hydro International
211 Commerce Drive
Winnipeg, Manitoba
R3P 1A3 Canada
mhius.ca

Postería) y 16 (Remodelación y Ampliación del sistema SCADA). Si se toma como referencia el presupuesto aprobado por Comité Técnico del Fideicomiso en sesión 183 (posteriormente anulado), este monto representa el **3.96%** del Presupuesto correspondiente al Séptimo Año Operacional.

En cuanto a Avance Físico de obras, al mes de junio de 2023, EEH no reporta ejecución física en las líneas de inversión asociadas a la medición de energía.

Ítem	Nombre del Proyecto		Nº Actividades a realizar en el año	2022	2023						Total Ejecutado a Junio	Avance sobre el total del año
				Ejecución Física								%
				Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio		
1	Medición en fronteras de entradas de subestaciones		64	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
2	Medición en fronteras de entrada de energía en generación distribuida		43	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
3	Medición Grandes Consumidores (Medida Indirecta)		119	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
4	Medición y normalización de clientes medida semidirecta		237	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
6	Instalación Medida Inteligente (AMI)	AMI	1,284	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
7		AMI>100 A	-	0	0	0	0	0	0	0	0	-
8		AMI ENEE	7,212	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
9	Medición convencional para la optimización del ciclo comercial		124,329	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
10	Proyectos de protección y remodelación de redes en baja tensión		1,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
			134,488	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%

Tabla Nº 78: Avance Físico Presupuesto de Inversiones

Ítem	Nombre del Proyecto	Total Programado en el año	2022	2023						Total Ejecutado a Junio	Avance sobre el total del año	
			Ejecución Financiera									
			Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio			
			US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$			
1	Medición en fronteras de entradas de subestaciones	\$248,557.77	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
2	Medición en fronteras de entrada de energía en generación distribuida	\$266,898.05	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
3	Medición Grandes Consumidores (Medida Indirecta)	\$442,507.10	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
4	Medición y normalización de clientes medida semidirecta	\$282,275.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
5	Macromedición de centros de transformación	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
6	Instalación Medida Inteligente (AMI)	\$389,818.46	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
7		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
8		\$934,966.27	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
9	Medición convencional para la optimización del ciclo comercial	\$12,805,310.84	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
10	Proyectos de protección y remodelación de redes en baja tensión	\$281,736.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
11	Reducción de Pérdidas Técnicas en la Red de Distribución (Proyectos)	\$482,516.12	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$170,562.74	\$170,562.74	35.35%	
12	Remodelación de redes de media tensión (Cable semiaislado)	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
13	Inventario Redes BT y MT	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	

Ítem	Nombre del Proyecto	Total Programado en el año	2022	2023						Total Ejecutado a Junio	Avance sobre el total del año	
			Ejecución Financiera									
			Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio			
			US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$			
14	Auditoría Inventario Redes	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
15	Marcación de Postería de la Red de Distribución	\$181,800.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$133,329.86	\$0.00	\$0.00	\$116,457.24	\$249,787.10	137.40%	
16	Remodelación y ampliación del sistema SCADA	\$851,286.28	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$283,762.10	\$283,762.10	33.33%	
17	Equipo Telegestionado de protección y seccionamiento en media tensión	\$250,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
18	Implementación, sistema de gestión de balances de energía	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
19	Licencias DigSILENT, AutoCAD, ArcGIS y módulos complementarios	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
20	Repotenciación y Reconfiguración de la Red de Distribución (Proyectos) - ENEE.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
21	Tecnología para la lectura y facturación en sitio, reimplantación InCMS (Mejora de los procesos)	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
22	Medición Prepago	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
23	Proyecto Medición de la Calidad Del Servicio eléctrico.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
24	Contratación de diseño, adquisición e instalación de interruptores en cabeceras de circuitos de Zona Litoral Atlántico que no cuentan con ellos.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	

Ítem	Nombre del Proyecto	Total Programado en el año	2022	2023						Total Ejecutado a Junio	Avance sobre el total del año	
			Ejecución Financiera									
			Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio			
			US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$			
25	Adquisición e instalación de Bancos de Reguladores de tensión en transformadores de subestaciones que no cuentan con regulación de tensión protección antifauna.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
26	Interfaces entre ENERGIS con sistemas corporativos EEH y ENEE y módulos complementarios.	\$375,000.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
27	Mejoras en la red de distribución para Expansión de la Red	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
28	Implementación de Soluciones para resolver restricciones en el SIN con incidencia en distribución.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
29	Mejora en los niveles de tensión de la Red de Distribución.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0.00%	
TOTAL US\$		\$17,792,671.89	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$133,329.86	\$0.00	\$0.00	\$570,782.08	\$704,111.94	3.96%	

Tabla Nº 79: Avance Financiero del Presupuesto de Inversiones



Manitoba
HYDRO INTERNATIONAL

Manitoba Hydro International
211 Commerce Drive
Winnipeg, Manitoba
R3P 1A3 Canada
mhius.ca

10. OTROS INFORMES SOLICITADOS A MHI

10.1. Programa de Reuniones MHI

Entre el 19/06/23 y el 18/07/23, MHI desarrolló el siguiente programa de reuniones de carácter Técnico y/o Comercial.

Fecha	Lugar de Trabajo	Objeto de la Reunión	Participantes
19/06/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Revisión Estudios de Perdidas en base a Anexo 6 (ENEE-MHI)	Henry Orellana, Arturo Iporre, Juan Carlos Flores, Eduardo Saavedra
19/06/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Reunión MHI-EE: Bienes del Contrato	José Mora, Henry Galeas, Alessandra Espinal
20/06/2023	Oficina FICOHSA PRINCIPAL	Análisis del Proceso de Termino de Contrato del Operador (FICOHSA – MHI)	Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, Jose Leon, Henry Galeas, Marcelo Gallardo, Omar Meza, Claudio Medina, Daniel Aguilar, Roberto Posas
21/06/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Reunión Interna MHI con Daniel Jacobowitz	Daniel Jacobowitz, Arturo Iporre, Jose Leon, Henry Galeas, Eduardo Saavedra Pizarro
22/06/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Reunión Interna de MHI “Análisis Proceso de Transición”	Dan Lohr, Arturo Iporre, Jose Leon, Henry Galeas, Eduardo Saavedra
22/06/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Reunión MHI-EEH: Inversión 6to Año	Marcelo Gutiérrez, Henry Galeas, Alessandra Espinal
22/06/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Reunión MHI-EEH: Actualización Inversiones Año 6	Marcelo Gutiérrez, Henry Galeas, Juan Carlos Flores
29/06/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Sesión de Comité Técnico N° 195	Douglas Ramírez, Daniel Aguilar, Omar Meza, Rafael Medina, Luis Morales, Darwin Moncada, Alejandra Fonseca, Roberto Posas, Alexander Godoy, Marcelo Gallardo, Edgar Soriano, David Rodas Franco, Walter Cárcamo, Leticia Enríquez, Allan Romero, Héctor Díaz, Luis Duque, Dennis Matamoros, Blanca Padilla, Germán Martel, Henry Orellana, Enid Arita, Nicolas García, Francisco Pérez, Darin Argueta, Atilio

Fecha	Lugar de Trabajo	Objeto de la Reunión	Participantes
			Rodriguez, Marcelo Gutierrez, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León, Juan Carlos Flores
29/06/2023	Oficina ENEE Centro Cívico Gubernamental	Reunión con Gerente General de ENEE	Erick Tejada, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra
30/06/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Revisión Informe de Perdidas Año 4 y Anexo 6	Henry Orellana, Walter Cárcamo, Javier Reyes, Edgar Soriano, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, Juan Carlos Flores
03/07/2023	Oficina FICOHSA PRINCIPAL	Reunión FICOHSA - MHI	Rafael Medina, Omar Meza, Roberto Posas, Carmen Urizar, Claudio Medina, Eduardo Saavedra, Arturo Iporre, Henry Galeas, José León
03/07/2023	Tegucigalpa	Desarrollo Proyecto Piloto, Revisión de Muestra Aleatoria al Inventario de la Red de Distribución	Henry Galeas, Alessandra Espinal, Juan Carlos Flores
04/07/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Reunión MHI-ENEE: Análisis Anexo 6	Henry Orellana, Elvis Flores Luna, Edgar Soriano, Eduardo Saavedra, Juan Carlos Flores
04/07/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Reunión MHI-EEH: Exportado BBDD EnerGIS, Valorización de la Red de Distribución	José Mora, René Alegría, Henry Galeas, Juan Carlos Flores
04/07/2023	Tegucigalpa	Desarrollo Proyecto Piloto, Revisión de Muestra Aleatoria al Inventario de la Red de Distribución	Henry Galeas, Alessandra Espinal, Juan Carlos Flores
05/07/2023	Tegucigalpa	Desarrollo Proyecto Piloto, Revisión de Muestra Aleatoria al Inventario de la Red de Distribución	Henry Galeas, Alessandra Espinal, Juan Carlos Flores
05/07/2023	Oficinas Corporativas EEH, Edificio Corporativo Centroamérica	Reunión Semanal de la Comisión de Transición	Enid Arita, Atilio Rodriguez, Héctor Herrera, Karla Funes, Delmy Padilla, Noel Buezo, Bessy Santos, Walter Cárcamo, Claudio Medina, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra

Fecha	Lugar de Trabajo	Objeto de la Reunión	Participantes
05/07/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Reunión MHI-EEH: BBDD SQL (EnerGIS) Valorización de la Red de Distribución	José Mora, René Alegría, Henry Galeas, Juan Carlos Flores
06/07/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Reunión MHI - FICOHSA	Rafael Medina, Omar Meza, Carmen Urizar y equipo, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León, Henry Galeas, Juan Carlos Flores, Alessandra Espinal
13/07/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Sesión Virtual N° 196 de Comité Técnico	Julio Flores, Freddy Flores, German Martel, Roberto Posas, Marcelo Gallardo, Allan Romero, David Franco, Alexander Godoy, Nicolas García, Walter Cárcamo, Erick Tejada, Samuel Peñalva, Elvis Flores, Noel Buezo, Dennis Matamoros, Henry Orellana, Luis Morales, Héctor Díaz, Rafael Medina, Alejandra Fonseca, Omar Meza, Cristian Sanabria, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
13/07/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Sesión de Trabajo MHI-EEH: Tablas de BBDD EnerGIS, Valorización de la Red de Distribución	José Mora, René Alegría, Carlos Pinilla, Henry Galeas, Juan Carlos Flores
14/07/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Conciliación Entradas De Distribución Cierre Ciclo 202306 (Junio 2023)	José Miguel Velásquez, Fredy Méndez, Erik Juárez, Edward Gálvez, Ramón Martínez, Carlos Zelaya, Emerson Vásquez, Juan Carlos Flores
18/07/2023	Oficina ENEE Centro Cívico Gubernamental	Reunión con Gerente General de ENEE	Erick Tejada, Walter Cárcamo, Noel Bueso, Delmy Padilla, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra
18/07/2023	Oficina MHI Torre Agalta 1025	Sesión de Trabajo MHI-EEH: Tablas de BBDD EnerGIS, Valorización de la Red de Distribución	José Mora, René Alegría, Carlos Pinilla, Juan Carlos Flores

Tabla N° 80: Programa de Reuniones MHI



10.2. Notas de MHI y Correspondencia Asociada a Proyectos

A continuación, se entrega un listado de Correspondencia Recibida y Notas emitidas por MHI durante el periodo.

Correspondencia Recibida Junio 19 de 2023 – Julio 18 de 2023

#	REFERENCIA	FECHA RECEPCION
1	EEH-GG-2023-01-3328 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
2	EEH-GG-2023-01-3329 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
3	EEH-GG-2023-01-3330 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
4	EEH-GG-2023-01-3331 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
5	EEH-GG-2023-01-3332 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
6	EEH-GG-2023-01-3333 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
7	EEH-GG-2023-01-3334 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
8	EEH-GG-2023-01-3335 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
9	EEH-GG-2023-01-3336 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
10	EEH-GG-2023-01-3337 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
11	EEH-GG-2023-01-3338 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
12	EEH-GG-2023-01-3339 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
13	EEH-GG-2023-01-3340 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
14	EEH-GG-2023-01-3341 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
15	EEH-GG-2023-01-3342 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
16	EEH-GG-2023-01-3343 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
17	EEH-GG-2023-01-3344 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
18	EEH-GG-2023-01-3345 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
19	EEH-GG-2023-01-3346 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
20	EEH-GG-2023-01-3347 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
21	EEH-GG-2023-01-3348 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
22	EEH-GG-2023-01-3349 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
23	EEH-GG-2023-01-3350 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
24	EEH-GG-2023-01-3351 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
25	EEH-GG-2023-01-3352 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
26	EEH-GG-2023-01-3353 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
27	EEH-GG-2023-01-3354 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
28	EEH-GG-2023-01-3355 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
29	EEH-GG-2023-01-3356 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
30	EEH-GG-2023-01-3357 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
31	EEH-GG-2023-01-3358 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
32	EEH-GG-2023-01-3359 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
33	EEH-GG-2023-01-3360 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023

#	REFERENCIA	FECHA RECEPCION
34	EEH-GG-2023-01-3361 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
35	EEH-GG-2023-01-3362 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
36	EEH-GG-2023-01-3363 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
37	EEH-GG-2023-01-3364 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
38	EEH-GG-2023-01-3365 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
39	EEH-GG-2023-01-3366 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
40	EEH-GG-2023-01-3367 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
41	EEH-GG-2023-01-3368 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
42	EEH-GG-2023-01-3369 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
43	EEH-GG-2023-01-3370 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
44	EEH-GG-2023-01-3371 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
45	EEH-GG-2023-01-3372 Aviso Terminación Contrato de Arrendamiento	19/06/2023
46	EEH-GG-2023-01-3373 Notificación Terminación Contrato SOEEH	23/06/2023
47	EEH-GG-2023-01-3435 Puesta en Peligro del Pago de Derechos de Terceros de Buena Fe	21/06/2023
48	GFENEE-064-VI-2023 Pago al ODS	23/06/2023
49	EEH-GG-2023-01-3414 Transferencia de Carga SE Bonito Oriental a SE Isletas	23/06/2023
50	EEH-GG-2023-01-3416 Proyecto Piloto AMI PNRP	23/06/2023
51	PROPUESTA ABG. Román Pineda Mendoza - DEVOLUCION ISV	27/06/2023
52	Oficio SAPP-520-2023 Ampliación Oficio SAPP-479-	27/06/2023
53	Oficio SAAP-543-2023 Pólizas Contrato EEH	27/06/2023
54	EEH-CF-2023-01-3526 Factura Honorario Fijo Junio 2023	28/06/2023
55	Oficio FI-305-2023 - Validación Informe MHI-2023-029	30/06/2023
56	Oficio FI-306-2023 Validación informe MHI 2023-030	30/06/2023
57	EEH-GG-2023-01-3613 Renovación de Pólizas	30/06/2023
58	EEH-GG-2023-01-3612 Reporte Deudores y Anomalías mayo 2023	30/06/2023
59	EEH-GG-2023-01-3634 Comunicaciones Trimestre Abril – Junio 2023	30/06/2023
60	Oficio JDC 53-07-2023 - Acreditación STENEE	04/07/2023
61	EHH-GG-2023-01-3670 – Cobro Reembolso Inversión 2do Año	04/07/2023
62	EEH-GG-2023-01-3671 – Cobro Reembolso Inversión 2do Año	04/07/2023
63	EEH-GG-2023-01-3653 -Actualización Inventario	04/07/2023
64	EEH-GG-2023-01-3635 - Reembolso Inversión Factura Núcleo	06/07/2023
65	Oficio GG-ENEE-1012-VII-2023 – Anexo 6	06/07/2023
66	Oficio CTENEE-073-2023 Solicitud de Cronograma Transferencia de Bienes	06/07/2023
67	EEH-GG-2023-01-3779 - Valores Pendientes Honorario Fijo	10/07/2023
68	EEH-GG-2023-01-3731 - Notificación Indra Company	10/07/2023
69	Oficio GGENEE-1035-VII-2023 – Continuidad del Servicio	12/07/2023
70	Oficio ENEE Solitud Convocatoria CTF	12/07/2023
71	EEH-GG-2023-01-3799 Reporte Trimestral de Reclamos abril - mayo 2023	12/07/2023
72	GGENEE-1037-VII-2023 Designación Presidente CTF	12/07/2023
73	Oficio SAPP-581-2023 Seguimiento Proceso de Transición	12/07/2023
74	EEH-GG-2023-01-3797 Informe de Gestión y Cumplimiento de Objetivos Junio 2023	12/07/2023
75	Oficio SAPP-581-2023 – Seguimiento oficio SAPP 461 2023	12/07/2023
76	FI-326-2023 - Notificación Terminación Contrato APP EEH	17/07/2023
77	EEH-GG-2023-01-3990 Respuesta a Oficio GG-ENEE-1060-VII-2023	18/07/2023

Tabla N° 81: Correspondencia Recibida

Correspondencia Emitida por MHI Junio 19 de 2023 – Julio 18 de 2023

#	REFERENCIA	FECHA
1	MHI-2023-034 - Entrega Septuagésimo Sexto Informe Mensual	26/06/2023
2	MHI-2023-035 - Opinión Técnica Anexo 6 del Contrato	10/07/2023
3	MHI-2023-036 - Respuesta Oficio N° CTENEE-073-2023 Actividades Revisión Bienes del Contrato y del Fideicomiso	12/07/2023

Tabla N° 82: Correspondencia emitida

11. COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

1. Dado que, con motivo del COVID-19, en Empresa Energía Honduras sus técnicos tuvieron que adaptar sus sistemas de Tecnología de información para trabajar de forma remota, el Operador se ha obligado a cambiar todo el modelo de seguridad perimetral, incluyendo upgrade del Fortinet y actualizando desde las puertas de enlace con los operadores de redes (TIGO y Columbus). Lo anterior, ha significado que MHI y ENEE, hasta febrero 2020, no habían podido acceder a la Base de Datos Réplica del InCMS para efectuar la descarga de perfiles del Sistema de Gestión Comercial y con ello disponer de la información de Facturación, insumo fundamental para el Balance de Energía. Sin embargo, a mediados de marzo de 2020 MHI logró acceder a la Base de Datos Réplica del InCMS, por ello, el presente Septuagésimo Séptimo Informe Mensual contiene la información de Pérdidas Eléctricas y de Cash Recovery Index (CRI) hasta el mes de Junio₂₀₂₃.

Adicionalmente, a partir del mes de septiembre de 2020, MHI ha podido tener acceso a los registros de facturación por tipo de tarifas, lo que ha permitido obtener promedios ponderados de tarifas en función de los volúmenes de venta de kWh, parámetro fundamental para poder calcular los flujos de efectivo disponibles para reembolsar la Inversión Referencial del Operador.

2. En Correo electrónico del 17 de julio de 2023, ENEE informa que se actualizaron los valores de energía para las ZDG en el periodo de junio a noviembre 2022.
3. El concepto “Valor Preliminar” se refiere a que el Valor no está aprobado por el Comité Técnico del Fideicomiso.
4. Los cálculos, análisis y conclusiones de este capítulo del Informe Mensual N° 77, se basan en la información entregada solamente por ENEE, práctica que MHI ha debido efectuar a partir del informe Mensual N° 25 de MHI, correspondiente al periodo comprendido entre



el 19/02/2019 y el 18/03/2019. En aquella oportunidad EEH suspendió la entrega de su Balance de Energía al Supervisor (Tampoco esta información apareció completa en los informes mensuales de EEH). Posteriormente, con nota EEH-GC-2019-01-020 de fecha 06/12/2019, EEH envió a MHI un Balance de Energía, en el que incluyó el aspecto de pérdidas técnicas. El nuevo Balance de Energía que fuera enviado por EEH a solicitud de MHI, el día 24/08/2020, pasó a formar parte de la información incluida en el Informe Especial MHI-2020-074 del 31 de agosto de 2020, denominado INFORME DE CIERRE DE MESAS DE TRABAJO PARA EL PROCESO DE CONCILIACION DEL BALANCE DE ENERGÍA Y DETERMINACION DE LA PÉRDIDA REMANENTE, CORRESPONDIENTE AL TERCER AÑO DE OPERACIONES.

EEH ha manifestado que los datos es posible extraerlos del capítulo Pérdidas del Informe de Gestión Mensual de EEH; sin embargo, si el Operador renovara la entrega de sus balances mensuales de energía a MHI, incluyendo las mismas variables y formatos con que informa ENEE, MHI no tendría inconveniente en agregarlos en sus informes y mostrar un histórico de información del Balance de Energía de EEH, que incluya Energía de Entrada Mensual e Interanual, Energía Distribuida mensual e interanual, Perdida Mensual y Remanente Acumulada con sus respectivos valores físicos y porcentajes. Ello serviría además para el análisis de datos entre ENEE-EEH que se hace, toda vez que MHI debe determinar el valor de la Pérdida Remanente Anual.

5. La explicación entregada por EEH respecto del deterioro en Confiabilidad de Servicio, cuando sucede, consiste en que se efectúan trabajos inevitables de mantenimiento y reparaciones, pero en opinión de MHI, también influye la disminución en Grupos de Trabajo que ha efectuado EEH, por ejemplo, en Agosto₂₀₂₀ EEH rebajó las cuadrillas de 226 a 200, es decir, en 11.5 % menos. Actualmente se ha mantenido la contratación de brigadas en 220.

La pandemia COVID-19 y el consecuente Decreto PCM-021-2020 tuvo consecuencias en los niveles de confiabilidad de servicio, a partir de Marzo₂₀₂₀. En Noviembre₂₀₂₀ se agregaron los efectos de los huracanes ETA y IOTA.

6. En cuanto a tasas de recambio de componentes en el Sistema de Distribución, al comparar Junio₂₀₂₃ respecto Junio₂₀₂₁, EEH ha disminuido esta tasa en 4.07 % (Cuchillos Cortocircuitos), la ha disminuido en 39.67 % (Pararrayos), ha aumentado en 64.96% (Transformadores Reemplazados) y ha aumentado en 14.56 % (Postes Reemplazados).

Al comparar Junio₂₀₂₃ con Junio₂₀₂₂, el recambio de componentes muestra una disminución en el consumo de materiales y equipos de 10.33 % (Cuchillas Cortocircuitos, ha disminuido en 4.17 % (Postes Reemplazados) y ha disminuido en 13.42 % (Mts. de Conductores Varios) y ha aumentado en 115.24 % (Transformadores Reemplazados).

7. Cabe destacar que las PQR's Ingresadas en los 12 meses (1,057,315) + las PQR's Pendientes al ingreso de julio 2022 (131,567), corresponden al Total de PQR's Acumuladas por atender en el año (1,188,882) y que las PQR's Resueltas Acumuladas son 1,008,527. La efectividad



mensual del tratamiento de PQR's del periodo, se observa con tendencia a la baja en los 12 meses (línea Efectividad % del Gráfico 14). Las PQR's pendientes de resolver al fin de junio'23 alcanzan las 180,355, cifra bastante alta que evidencia un precario servicio al cliente.

8. Los últimos 45 meses no se ha logrado estar dentro de 10 días (ni tampoco 15 días) para el tiempo promedio de respuesta TPR a los usuarios del servicio eléctrico, lo que es una situación de baja calidad de servicio; según el Acuerdo-CREE-50-2021 del 03 de noviembre de 2021, en la calidad de la Gestión Comercial – Tiempo promedio de resolución (TPR) – se indican 10 días como tolerancia admitida, por lo que entre enero'22 y junio'23 no se ha cumplido con esta Norma, mensualmente.
9. Según la Norma Técnica de Calidad de Distribución, Acuerdo-CREE-50-2021 del 03 de noviembre de 2021, en la calidad de la Gestión Comercial – Indicador de Reclamos -IRC- se indica 5% como tolerancia admitida. Por lo tanto, no se habría cumplido aplicando esta tolerancia admitida, sobrepasando 1.70% el valor de la tolerancia de seis meses a junio'23 (valor obtenido en el semestre de 6.70%).
10. El Tiempo Promedio de Visita en Oficina (TPV) es la suma de los tiempos (TPE + TPA). Para junio'23 el **TPV** no estuvo disponible por EEH en junio'23. Para mayo'23 fue de 25.62 minutos, con el mayor valor en Comayagua con 35.56 minutos (al igual que el mes de abril'23, el mayor de los Sectores con 37.34 minutos), y el menor valor en El Progreso-Santa Cruz con 16.93 minutos. El TPV de enero'23 fue de 23.41 minutos, diciembre'22 fue de 21.22 minutos, para junio'22 había sido con un valor de 37.00 minutos y el de diciembre'21 con un TPV de 23.19 minutos a nivel nacional. Estas variables son relevantes como indicadores para analizar y evaluar parte de la calidad del servicio entregada a los usuarios del servicio eléctrico. Desde el mes de septiembre'20, EEH presenta su gestión de atenciones al cliente a nivel agregado por Sector promedio, no por Oficina de Atención de Clientes y Sector como lo realizaba hasta el mes anterior a septiembre'20, que permitía analizar la gestión de los Principales Indicadores de Atención al Cliente en forma específica a nivel de Oficina, y permitía evaluar los niveles del servicio comercial. Por lo tanto, es necesario que EEH retorne a este detalle por Oficina, de manera de tomar acciones de contingencia en Oficinas de los diferentes Sectores, ya que, en situación de alta afluencia de público, un alto Tiempo Promedio de Espera sumado a un alto Tiempo Promedio de Atención en Oficinas de Atención al Cliente, resultan Tiempos Promedios de Visita que permiten tomar acciones para mejorar el nivel de calidad de servicio al usuario del servicio eléctrico.
11. Con relación al avance porcentual del Plan de Mantenimiento Programado de EEH, lo pendiente del Plan de Mantenimiento Mensual se incluye en la programación del plan del mes siguiente.
12. En junio'23 la efectividad en la comunicación es de 87.81%, y la efectividad en la facturación remota sobre los equipos instalados es de 85.6%. Las mejores prácticas de este tipo de solución de control de pérdidas y aseguramiento de ingresos, indica que la



comunicación promedio se debiera situar alrededor del 99%. Medidores Landis & Gyr no se logró facturar con estos equipos por falta de colectores que se encuentran dañados desde el 27 de octubre'22 (instalados un total de 577 equipos sin comunicación). Por otro lado, se sugiere que el responsable de las operaciones tenga un mayor refuerzo en su equipo de Analistas para atender al territorio nacional y disponer de cuadrillas propias en terreno, proporcional al número de suministros con medición remota, asignadas específicamente al Centro de Gestión de la Medida.

13. Para efectos de reducción de pérdidas y llevar un control de la medida a nivel de grandes consumos, es relevante avanzar y acelerar la instalación -cada periodo se observa reducción en equipos telemedidos instalados y comunicando-, llevar una comunicación con los suministros cercana al 99% de efectividad, y gestión tele comandada de equipos inteligentes en todos los clientes de mayor consumo, y entre ellos, los clientes del mercado masivo que consumen más de 500 kWh por mes. Se recomienda ir incrementando la proporción de energía facturada por medio de tecnologías de telemedición, protegiendo los ingresos sostenidos en los principales clientes de la empresa. Es relevante, además, que EEH presente resultados mensuales de la gestión de energía recuperada y aflorada en este segmento de clientes Telegestionados (en kWh/mes por mercado y tipo de anomalía encontrada); así como un detalle de las acciones realizadas y sus resultados en energía, en qué zonas, sectores, tipo de clientes, nivel de reincidencias, montos de impacto en la facturación y recaudación de la empresa, grado de cumplimiento de los objetivos del plan de pérdidas y rentabilidad de las inversiones de control de pérdidas en estos segmentos, y un conjunto de evidencias e indicadores de seguimiento.
14. Los Consumos facturados absolutos mensuales que contiene los últimos tres años y medio de datos, se mira una mejora en el volumen de facturación en el año 2021 con el pico entre junio y septiembre, siguiendo la estacionalidad del consumo y una línea de tendencia en recuperación al alza posterior al año 2020 de inicio de la Pandemia. El año 2022 ha tenido un comportamiento diferente a la serie estacional de años anteriores, con consumos menores que el pasado año 2021 y menores picos altos en la curva. Los primeros meses de 2023 han tenido un consumo equivalente al periodo de inicio del año 2021 y con equivalentes picos hacia el presente mes de junio'23.

Un elemento a destacar es la cantidad de clientes facturados de los últimos 24 meses, por debajo de la línea de tendencia histórica, donde se observa disminución en relación a años anteriores y bajo crecimiento vegetativo en estos meses, y concuerda con los retrasos en la respuesta (TPR) de los Nuevos Suministros que solicitan servicio a la empresa, los cuales tienen retrasos máximos de 148 días hábiles en Comayagua en septiembre 2021, 140 días hábiles promedio en San Pedro Sula en junio'22, 102 días hábiles en El Progreso en julio'22, 220 días en Zona Litoral el mes de septiembre'22, o 344 días promedio nacional el mes de marzo'23, a modo de ejemplo. Como se observa en la gráfica anterior, entre fines de junio 2022 y fines de junio 2023, el crecimiento de clientes facturados fue de 24,588; entre fines de junio 2021 y fines de junio 2022, el crecimiento de clientes facturados fue de 9,698; y entre junio 2020 y junio 2021, el crecimiento de clientes facturados fue de 34,394.



Otro elemento relevante en estas gráficas es el efecto de la estacionalidad. Además, es importante destacar que junio'23 fue mayor que junio'22 en valor absoluto por 37.35 GWh, y algo mayor que junio'21 por 1.27 GWh en valor absoluto (facturando 24,588 clientes más en junio'23 que en junio'22 y 34,286 clientes más en junio'23 que en junio'21).

15. Para este mes de junio'23, se observa que, el 0.0626 % de los clientes (1,229) facturan el 20.7 % de la empresa en Lempiras y el 21.8 % en energía (sector industrial); y su facturación promedio por cliente fue de 105, 621 kWh/cliente-mes, y en Lempiras por cliente fue de 506,899 HNL/cliente-mes.

16. El indicador de efectividad mensual de facturación (EF) ha tenido un crecimiento en el mes de Junio₂₀₂₃, respecto de Mayo₂₀₂₃ de 9.08 % (Junio₂₀₂₃ 72.04 % vs. Mayo₂₀₂₃ 62.97%

Con relación al EF-TAM, en el mismo periodo se ha producido un decrecimiento de 0.31 %, alcanzándose en Junio₂₀₂₃ un EF-TAM de 71.17 % vs 71.47 % en Mayo₂₀₂₃.

17. Se debe mejorar al máximo el proceso de cierre de proyectos en coordinación con ENEE y las altas de nuevos suministros, porque es muy posible que estos procesos estén afectando el índice de Efectividad de la Facturación.

18. La unidad de Facturación de EEH informa que, por disposición de ENEE, cuando se promedien consumos, se debe facturar con los consumos reales de los últimos tres meses, si en esos tres meses hay un consumo real =0, se debe facturar en base a ese consumo real. Al mes siguiente, si se promedia, se va a promediar 0. Cuando ya pasan los tres meses siempre va a ser cero. Expresa EEH que esta determinación ha afectado el resultado de la facturación.

ENEE replica que no es ENEE quien ha dispuesto la aplicación de ese algoritmo, sino la CREE que lo dispuso en la Regulación. El objeto es No Promediar, sino instalar medidores.

19. El Índice de Efectividad en el Control de la Mora ECM para estos efectos de gestión mensual, es el complemento del ER, es decir, un porcentaje de todo lo que no se recauda en el mes se convierte en Mora. El análisis de Mora que se hace a continuación se refiere a la Mora del periodo de operación de EEH, por lo tanto, no considera la Línea Base de Mora fijada de común Acuerdo entre ENEE y EEH al 30/11/16. Sin embargo, en cuanto a Recaudo se incluye todo ingreso por venta de electricidad de cada mes en operaciones de EEH.

20. Es necesario que EEH prepare informes de gestión que permitan identificar clara y mensualmente la deuda morosa de corto a mediano plazo y la histórica heredada de ENEE al inicio de las operaciones, separando la morosidad, aún presente de cuentas anteriores a las operaciones de EEH, de aquella nueva deuda acumulada mensual de operaciones de cada año. Esto permite focalizar los esfuerzos y estrategias de recuperación de mora; no



solo se trata de estimar el recaudo corriente y el recaudo de la mora de corto plazo de cada mes y año, sino realizar un análisis de morosidad, prácticamente por grupos de claves de clientes diferenciadas.

21. Destacando la relevante información indicada por EEH en sus reportes desde enero'23 al mes actual de junio'23 que, de los 16,061 millones de lempiras en mora en junio'23, 4,585 millones de lempiras adeudan los clientes de Gobierno, las cuentas que pueden ser sujeto de Depuración y/o Castigo de Cartera (en estado de baja con deuda MM HNL 201.76 + en ruta de no facturación MM HNL 2,431.27 + susceptibles a castigo de cartera MM HNL 1,285.87) alcanzan unos saldos totales en deuda de 3,918.9 millones de lempiras; ambos rubros suman 8,503.9 millones de Lempiras (el 52.95% de la morosidad total de junio'23). Por otro lado, del total de la cartera de junio'23, 4,636 millones de Lempiras corresponden solo a Recargos por Mora. Por lo tanto, con una gestión de cobranza y pagos en Gobierno, más un proceso de depuración de cuentas incobrables y un tratamiento discriminado a los recargos por mora, la deuda global a junio'23 podría ser más gestionable a cifras que no sobrepasarían, por ejemplo, a unas 2 veces la facturación total del mes de junio'23, aproximadamente; un proceso de cobranza y recuperación de los activos de corto a mediano plazo.
22. A medida que se va recuperando la morosidad de las cuentas heredadas de ENEE, va creciendo la morosidad de las nuevas cuentas gestionadas por EEH desde el inicio de sus operaciones. Como siempre existirán cuentas morosas en la gestión de una empresa de este tipo, el efecto del crecimiento de la morosidad es necesario mitigarlo, y la industria de servicios públicos desarrolla procesos de provisión de cuentas incobrables cada año, hasta su castigo (**depuración** de estas cuentas incobrables cada dos años, aproximadamente), y/o pasarlas a pérdidas si fuese necesario. Hay estudios del comportamiento de usuarios que se relacionan con la adversidad al pago de los servicios, y éstos son más propensos al no pago en la medida que más posean deudas impagas de períodos anteriores; en ese sentido, el castigo de morosidades muy antiguas, basado en una baja probabilidad de pago, mínima recuperación, y los costos asociados a la cobranza, es objeto de análisis y determinación, considerando que el objetivo es que el usuario esté al día con sus compromisos de pago de corto plazo y la empresa distribuidora pueda solventar sus operaciones.
23. Para mejorar la disciplina de mercado en el servicio de Corte y Reposición de Suministro por Deuda, se debe mejorar la calidad de la red de distribución con redes protegidas, proteger el sistema de medición y mejorar la gestión de cobranza, el corte de energía eléctrica por deuda, la Reposición de Suministro vs. Pago y la supervisión de terreno.
24. En materia de acciones de cobranza a través de suspensiones de suministro a clientes morosos, EEH ha implementado un sistema de Gestión Remota de Cobranza a Clientes, que incluye el Corte por Deuda a Distancia.
25. El reporte de kWh facturados en Marzo 2022 en la base de datos del sistema comercial contiene datos actualizados, con los siguientes filtros.



1. Energía total (kWh facturado, alumbrado público, ZDG's, rectificaciones) facturada por zonas.
 2. Energía facturada a las 4,222 claves confirmadas como ZDG's (inmersas y no inmersas).
 3. Energía facturada por concepto de alumbrado público por zona.
 4. Energía facturada por concepto de rectificación de energía y rectificación de alumbrado público.
26. Es conveniente señalar que, Bajo el concepto de INSTALACIONES ADAPTADAS A LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD en redes de distribución, debe existir un Plan Permanente de adaptación al Aumento de Potencia de las instalaciones de Media Tensión, Transformación de Media Tensión a Baja Tensión e instalaciones de Baja Tensión, propendente a adaptar el Sistema de Distribución a un Óptimo de Pérdidas Técnicas.

De no efectuarse esta adaptación al crecimiento de la Demanda de Electricidad en las instalaciones de distribución, sucederá que el incremento de la Demanda de Energía en instalaciones de distribución desadaptadas, ocasionará un incremento de las Pérdidas Técnicas y como consecuencia de ello, los resultados de los programas de Reducción de Pérdidas Totales se verán afectados por el incremento de las Pérdidas Técnicas, asociadas al crecimiento de la Demanda de Electricidad en instalaciones desadaptadas. Lo anterior significa que debe haber un Plan de Reducción de Pérdidas Técnicas, sincronizado con un Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas, es decir un Plan Integrado de Reducción de Pérdidas Totales de Distribución.

Además, para que una empresa distribuidora pueda desarrollar un adecuado Plan de Reducción de Pérdidas Técnicas y No Técnicas, es esencial que se disponga de un parque de medición de adecuada precisión, registro, control y análisis de la medida en las entradas del Sistema de Distribución, en los puntos de inyección de Generación Distribuida y en la totalidad del universo de los clientes conectados en MT y BT; así como disponibilidad de Macromedición fija y/o portátil para hacer ranking de circuitos en función de las pérdidas totales que resultan de las pérdidas técnicas y no técnicas.

Los sistemas de medición y empalmes deben cumplir con las normas de calidad y precisión y con los protocolos de protección física y eléctrica para estos equipos.

27. Las irregularidades encontradas tienen una baja efectividad de ocurrencia, la protección de ingresos en este tipo de segmento es fundamental en el ciclo comercial y financiero de la Empresa, por su alto impacto en energía no facturada y valor económico correspondiente.
28. En cuanto a Actividades Comerciales orientadas a detección de irregularidades, se efectuaron 0.0 actividades con 0.0 Anomalías Encontradas y una Efectividad % indeterminada, ello obedece a la no renovación del Contrato con UT Redes.



Manitoba
HYDRO INTERNATIONAL

Manitoba Hydro International
211 Commerce Drive
Winnipeg, Manitoba
R3P 1A3 Canada
mhi.us.ca

29. El valor del CRI proyectado para el Primer Año resulta 68.45 %, para el Segundo Año 72.05 %, para el Tercer Año 76.49 %, para el Cuarto Año 79.43 %, para el Quinto Año 81.39 %, para el Sexto Año 82.37% y para el séptimo año 83.35 %.

30. Se puede observar la evolución del CRI, desde 64.90 % (Julio₂₀₂₂) a 63.98 % (Junio₂₀₂₃).

EEH no ha alcanzado en Junio₂₀₂₃ la meta proyectada para el Primer Año de Operaciones (68.45%), ni la del Segundo Año (72.05%), ni la del tercer año de operaciones (76.49%), ni la del Cuarto Año (79.43 %), ni la del Quinto Año (81.39 %), ni la del Sexto Año (82.37 %) y difícilmente podrá alcanzar la del Séptimo Año Operacional (83.35%).

MANITOBA HYDRO INTERNATIONAL LTD.

MHI-27/07/2023