



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“DISEÑO DE MÉTODOS DE GESTIÓN DE CARGA POR
DESPLAZAMIENTO Y AFECTACIÓN EN EL NIVEL DE
ENVEJECIMIENTO EN TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN”**

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO/A EN ELECTRICIDAD ESPECIALIDAD
POTENCIA**

**JOSELYNE KAROLINA DEL ROSARIO FABRE
CARLOS MIGUEL BRITO IBARRA**

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2017

AGRADECIMIENTO

Le agradezco a Dios por recordarme cada día que sin lo sencillo de la vida no podría lograr las metas más complejas que me propongo, a mis padres José Del Rosario y Narcisa Fabre por su inmensurable amor y apoyo, a mi compañero de proyecto por aprenderme a desarrollar la paciencia y a mis tutores por su excepcional disponibilidad en este proceso.

Joselyne Del Rosario

Agradezco a Dios por hacer de mi familia un grupo unido y lleno de fortalezas, que ha sido mi primera escuela, mi apoyo y el motivo de mi convicción.

A mis padres, Guido Brito Jara y Germania Ibarra Mendez, quienes con su amor, dedicación y paciencia inculcaron en sus hijos el valor de una buena acción, seguir sus sabios consejos nos ha enseñado a tomar buenas y difíciles decisiones.

A mis hermanos, Guido Brito Ibarra y Oscar Brito Ibarra, les agradezco por los momentos de paz y las batallas juntos, porque esos momentos nos llenaron de felicidad y diversas emociones que recordaremos toda la vida.

Finalmente agradezco a mis amigos, que son los hermanos que escogí en el camino aquí, pero seguirán conmigo siempre.

Carlos Miguel Brito Ibarra

DEDICATORIA

Este proyecto lo dedico a la fundamentación de las bases de una meta que pretenderá mejorar la responsabilidad de nuestros comportamientos de consumo.

Joselyne Del Rosario

Este proyecto lo dedico a mi amada primera sobrina y ahijada Isabella Brito Bermudez, que es motivo de mis grandes momentos de alegría con sus espontáneas sonrisas, es el ser que trajo consigo el deseo de superarme diariamente por su bienestar y el de nuestra familia con la certeza de que estaré en su vida en este largo camino de incontables experiencias.

Carlos Miguel Brito Ibarra

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

.....
MSc. Iván Endara Vélez

PROFESOR EVALUADOR

.....
Dr Javier Urquiza Calderón

PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

Joselyne Karolina Del Rosario Fabre

Carlos Miguel Brito Ibarra

RESUMEN

En este trabajo se expone el análisis del impacto en la extensión del tiempo de vida útil del aislante sólido en los transformadores de potencia de la empresa CNEL Guayas-Los Ríos (CNEL GLR), a través de la inserción de propuestas de gestión de carga mediante desplazamiento y reducción de consumo en 26386 usuarios residenciales del sector Via La Puntilla–Samborondón. Se disponen los siguientes datos: Curvas de demanda histórica del sistema de telemetría, de 10 años de cargabilidad y temperatura de transformadores de potencia de la zona, e históricos de fallas de los últimos 2 años de las subestaciones de CNEL GLR. Este método permitió evaluar el factor equivalente anual de aceleración de envejecimiento y el porcentaje de pérdida de vida del aislante sólido, obteniéndose que si los transformadores de las subestaciones (S/E): S/E Tennis Club A, S/E El Batán y S/E El Manglero, mantienen sus comportamientos de consumo eléctrico alcanzarán el 100% de su tiempo de vida útil en los años 12.5, 13.5 y 15 antes de la referencia establecida de 20.5 años. Este factor se lo correlacionó con el número acumulado de fallas y se encontró que una forma de identificar el tiempo en que se consume el 100% de pérdida de vida del aislante sólido ocurre cuando se han alcanzado un total acumulado entre fallas aleatorias y naturales de: 11, 13 y 15 respectivamente. El método desarrolla una encuesta para determinar la potencial disposición del usuario final a realizar desplazamientos y reducción de consumo alrededor de las horas pico identificadas en la curva de demanda diaria actual, que, junto a la información desagregada del consumo gestionable de electrodomésticos obtenidos a partir de un sistema de monitoreo de energía, permiten calcular las nuevas curvas de demanda residencial basadas en el nivel de aceptación de las propuestas. Se pudo alcanzar un aumento en el tiempo de vida útil del aislante sólido, de hasta 3 meses en la S/E Manglero. No se logró una linealización de las curvas de cargas típicas de cada subestación debido a la diversidad de hábitos de consumo de los usuarios residenciales, sin embargo, se logró disminuir la cargabilidad promedio de estas. Nuestra investigación sugiere que el 75% de usuarios están dispuestos a realizar mejoras en sus hábitos energéticos de consumo, pero existe una variabilidad en su

aceptación basado en el nivel de concienciación de ahorro energético logrado sin comprometer el confort en su calidad de vida.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN.....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA.....	v
RESUMEN.....	vi
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Formulación del problema.....	1
1.2 Justificación.....	2
1.3 Alcance.....	3
1.4 Objetivos.....	3
1.4.1 Objetivo general.....	3
1.4.2 Objetivos específicos.....	4
1.5 Antecedentes.....	4
1.6 Condición de un transformador durante su ciclo de vida.....	5
1.7 Pruebas de aceite.....	7
1.7.1 Análisis de gases disueltos (DGA).....	8
1.7.2 Calidad de aislamiento del aceite.....	9
1.7.3 Prueba de resistencia del devanado.....	10
1.8 Desplazamiento de carga.....	11
1.9 Sistema de monitoreo de energía residencial.....	12
CAPÍTULO 2.....	14
2. DESARROLLO DEL PROYECTO.....	14
2.1 Población de interés.....	14
2.2 Datos históricos de cargabilidad.....	15
2.3 Consideraciones iniciales.....	21
2.4 Monitoreo en línea de temperatura.....	21
2.4.1 Sistema de rejilla de fibra bragg FBG.....	22
2.5 Metodología de desarrollo.....	22
2.6 Cantidad de fallas en el tiempo.....	23
2.7 Matriz de envejecimiento del transformador.....	25
2.7.1 Históricos de temperatura y cargabilidad.....	25

2.7.2	Factor de aceleración de envejecimiento	26
2.7.3	Temperatura en condición inicial de vida útil	27
CAPÍTULO 3		31
3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	31
3.1	Situación actual del nivel de envejecimiento transformador	31
3.2	Relación entre fallas y porcentaje de pérdida de vida útil acumulados....	33
3.3	Desplazamiento de carga	36
3.3.1	Situación inicial de comportamiento de cargas gestionables....	36
3.4	Métodos de desplazamiento de carga.....	43
3.5	Evaluación de propuestas de desplazamiento de carga.....	47
3.6	Resumen de la afectación de las subestaciones analizadas	49
3.7	Variables limitantes.....	50
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		52
BIBLIOGRAFÍA.....		55
ANEXO A		58
ANEXO B		63

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Formulación del problema

En Ecuador las empresas de distribución planifican el mantenimiento de los transformadores de distribución de forma periódica, sin considerar las condiciones en que se encuentran, es decir, el histórico de carga, temperatura de operación, fallas, condiciones del ambiente en que se encuentran expuestos y demás parámetros que afectan la disminución de su ciclo de vida. El histórico de carga de estos equipos es un factor importante al momento de evaluar si el mantenimiento debe adelantarse o prolongarse, ya que si no se realiza la acción a tiempo repercutirá en mayores costos de operación, inversión y riesgo.

Grebus [1] y A. Conchado [2] han utilizado metodologías de desplazamiento de carga proponiendo linealizar la curva de uso de energía del usuario final, con el objetivo de que los transformadores de distribución operen alrededor de su punto de eficiencia entre el 60% y 80% de la capacidad nominal, aumentando su tiempo de vida útil. Sin embargo, se ha dejado a un lado un factor que puede mejorar significativamente el logro de esta propuesta: el consumidor, quien ha tenido siempre un rol pasivo como carga, pues no se puede proponer únicamente soluciones técnicas sin considerar la influencia que tiene el comportamiento del consumo de este en la gestión de carga. Esta investigación propone analizar el uso de la energía por desagregación de equipos en cuatro residencias de alto consumo, estrato social medio-alto a alto, para establecer un desplazamiento de carga que considere la disposición del usuario a cambiar sus hábitos de consumo, y evaluar como esta nueva curva de carga repercute en el aumento del tiempo de vida útil de los transformadores de distribución.

1.2 Justificación

En esta sección se presenta el argumento que soporta la necesidad de inserción de agentes de mejora del comportamiento de consumo del usuario final, a fin de optimizar el tiempo de vida útil de los transformadores de potencia de las empresas de distribución.

La aplicación de nuevas metodologías sobre protección del nivel de envejecimiento en transformadores de potencia mejora los procesos de mantenimiento de las redes de distribución, aumentando la eficiencia en el uso de estos equipos y optimizando los recursos económicos. La vida útil de los transformadores de potencia en el sistema de distribución puede ser diagnosticada en base a parámetros como: la corriente de carga o temperatura; parámetros que se encuentran directamente relacionados con la cargabilidad del transformador.

Los hábitos de consumo de energía del usuario final establecen las curvas de carga de operación de los transformadores de distribución, por eso es importante que el consumidor tome un rol activo en el manejo de los recursos energéticos para evitar que el transformador opere en sobrecarga y esto permita alargar su tiempo de vida. Según un artículo de la revista IEEE este manejo debe basarse en

“el comportamiento de las restricciones: mejora de hábitos en el hogar, y en el comportamiento de la eficacia: adopción de tecnologías que faciliten el cambio del comportamiento de las restricciones.”

Por otro lado, las soluciones técnicas que proponen las empresas de distribución para mejorar sus redes no son empáticas con los hábitos de consumo de los consumidores, lo cual se resume en la utilización excesiva de recursos, aumento en el riesgo de daño de un transformador y en el costo económico asociado a ese nodo en la red de distribución.

Esta investigación permitiría evaluar el potencial de mejora del tiempo de vida útil de los transformadores de distribución a partir de la incorporación

de estrategias de cambio en el comportamiento energético de los abonados del sector residencial.

1.3 Alcance

Esta sección detalla la muestra que se utilizará para realizar el análisis del presente estudio y la metodología que se llevará a cabo, la misma que tiene cuatro pasos que se detallan a continuación. Analizar el consumo por desagregación de electrodomésticos en usuarios residenciales contemplando las cargas del hogar con consumo de energía significativo, se ha considerado aquellas con un consumo de al menos 100W. Se utilizará un sistema de monitoreo de energía inteligente, en cuatro viviendas de consumo alto, sector Vía Puntilla – Samborondón para ser usado de base en este análisis. Realizar una encuesta y evaluar la disposición de los usuarios de esta zona a cambiar sus hábitos de consumo eléctrico según las propuestas de mejora. Proponer los cambios para lograr linealizar la curva de carga del consumidor final con los datos obtenidos de las cuatro viviendas. Analizar datos del historial de operación de los transformadores de potencia de las Sub-Estaciones (S/E) de distribución correspondientes al área de Samborondón, de la empresa distribuidora: Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) Guayas-Los Ríos, y realizar las matrices de factores de envejecimiento según cargabilidad durante 20 años de servicio.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

El objetivo de esta investigación es la implementación de propuestas de métodos de gestión de carga por desplazamiento o reducción en el nivel de consumo, a fin de evaluar el estado actual de los transformadores de las subestaciones de CNEL Guayas-Los Ríos en el sector Vía Puntilla - Samborondón en base del nivel de envejecimiento, y analizar la afectación de esta condición en años posteriores

1.4.2 Objetivos específicos

Este trabajo se desarrolla en base a los siguientes 4 objetivos específicos.

- Revisar literatura referente al estado del arte
- Contrastar la relación entre el número acumulado de fallas y tiempo de vida útil de los transformadores de potencia de CNEL Guayas-Los Ríos.
- Proponer un desplazamiento de carga realista, basado en la mejora de los hábitos de consumo del usuario residencial.
- Probar como la linealización de la curva de carga provoca una mejora en el aumento del tiempo de vida útil y reducción del porcentaje de pérdida del aislante sólido de los transformadores de potencia de CNEL Guayas-Los Ríos.

1.5 Antecedentes

Ávila [5] propone usar la metodología respuesta a la demanda mediante algoritmos de lógica difusa (una generalización de la lógica booleana, que en lugar de tomar valores de verdad usa variables asociadas a rangos con ciertas cualidades), con el fin de mejorar el factor de desplazamiento en micro-redes usando un semáforo para modelar el comportamiento de los consumidores ante las señales de gestión de demanda.

La medida es un poco obsoleta ya que pretendía que el consumidor reaccione ante tres señales de aviso de cambio de consumo sin tener claro que acción específica de consumo modificar, sin embargo, esto repercutiría en ahorros de hasta el 27% relacionados a los costos de generación de la red. Al considerar la topología de la zona en estudio de este proyecto, este beneficio propondría un aumento de vida de los transformadores de potencia ya que disminuirá la sobre-carga y operarían alrededor de su punto de eficiencia.

Además, un inadecuado manejo de la carga puede provocar fallos irreversibles en el transformador, ocurriendo el 80% de estos entre los años 10 y 38 de haber empezado a operar, por esto, detectarlas a tiempo además va a disminuir los costos de reparación de los transformadores.

A nivel mundial, se han utilizado estrategias de mantenimiento basado en el tiempo -Time based Maintenance (TBM) o planes de mantenimiento por calendario que no han alcanzado sus objetivos operacionales. Según un reporte de la empresa ABB, una falla severa en un transformador puede llegar a costar entre tres a diez veces el costo de un transformador nuevo, así mismo, el mantenimiento predictivo puede llegar a costar hasta 10 veces menos que el mantenimiento correctivo [4]. El mantenimiento trata de identificar los problemas que tienen el transformador antes que ocurran estos fallos.

El aumento en la temperatura del aceite del transformador se encuentra directamente relacionado con la sobre-carga, sea esta debida a demandas coincidentes altas o fallas de distintas índoles, pudiendo provocar condiciones críticas en el transformador.

En Ecuador, los planes de mantenimiento anual de transformadores en subestaciones de la Unidad de Negocios CNEL Guayas-Los Ríos se planifican de forma periódica, sin embargo, existen limitaciones que impiden ejecutar a cabalidad los mantenimientos, tales como las restricciones de salida de servicio de las subestaciones por la continuidad del servicio, requerimientos de personal y tiempo, debido a los horarios en los cuales es factible realizar los mantenimientos. La sección 1.6 examina las condiciones de un transformador durante su ciclo de vida y la sección 1.7 examina las pruebas de aceite

1.6 Condición de un transformador durante su ciclo de vida

Las principales propiedades que permiten identificar el estado funcional de un transformador son: integridad del circuito de conducción de corriente, resistencia dieléctrica, resistencia mecánica, y capacidad e integridad electromagnética. Esto se refiere a capacidad de transferir

energía electromagnética en condiciones específicas, incluyendo sobrecargas y sobreexcitaciones permisibles, sin excesivas pérdidas y sobrecalentamiento.

Un fallo se produce cuando la fuerza disruptiva del transformador con respecto a una de sus propiedades principales se supera por alteraciones de funcionamiento. La fuerza disruptiva de un transformador disminuye durante su vida debido a diversos procesos de envejecimiento naturales (degradación esperada) y rápidamente bajo la influencia de agentes de deterioración (degradación inesperada), resultando en un aumento de la probabilidad de falla [6]. Usualmente no es práctico cuantificar la fuerza disruptiva y la tensión operacional para conocer el estado de funcionalidad del equipo, en lugar de esto CIGRE propone realizar una evaluación cualitativa de la salud de los equipos (condición) para medir la confiabilidad esperada de estos [7], ver Tabla 1.

Condición	Definición
Normal	No hay problemas evidentes, es decir, condiciones sin defectos (sobre la base de la consideración física), o una condición específica después de la fabricación, o una condición permisible en servicio, o bien al 100%.
Deficiente	La vida de un activo puede verse afectada negativamente a largo plazo.
Defectuosa	Es probable que se reduzca la fiabilidad a corto plazo. Puede o no ser posible mejorar las condiciones mediante una acción correctiva.
Fallido	Un activo no puede permanecer en servicio, se requiere una acción correctiva antes de que el equipo sea devuelto en servicio.

Tabla 1: Definición de las condiciones de funcionalidad de los equipos según CIGRE

La Tabla 1 permite identificar las condiciones que puede presentar un transformador potencia y nos servirá posteriormente para categorizar las fallas que han presentado las muestras respecto a su condición de operación y con esto se podrá definir un índice de salud del equipo.

Algunos métodos de diagnóstico tradicional que permitirán evaluar la condición en que se encuentra el transformador son [8]:

- Pruebas de aceite: análisis de gases disueltos, calidad de aislamiento del aceite.
- Prueba de factor de potencia.

- Prueba de corriente de excitación.
- Barrido de frecuencia.
- Resistencia de aislamiento.
- Resistencia del devanado.
- Relación del devanado.
- Termografía
- Prueba en servicio del grado de polimerización
- Medición de la tensión de recuperación
- Ensayos/ acondicionamientos del aceite aislante
- Medición del factor de potencia en línea
- Espectroscopia del dieléctrico
- Detección de desplazamiento en el devanado

Se utilizan extensivamente las pruebas de aceite, las cuales consisten en análisis de gases disueltos junto a análisis de relación, análisis de furanos, contenido de agua, resistividad, acidez, tensión interfacial y el factor de disipación. Esta prueba permite detectar las principales fallas iniciales del aceite: sobrecalentamiento, envejecimiento, sequedad del papel aislante y el envejecimiento del aceite.

1.7 Pruebas de aceite

Debido a que los transformadores inmersos en aceite se encuentran en condiciones de hermetismo, realizar pruebas al aceite aislante es la herramienta más común y efectiva para poder evaluar las condiciones internas del transformador en servicio, obtenido como resultado de la degradación del aceite producto de fallas térmicas y eléctricas.

La corriente de carga en los devanados provoca una interacción entre las partículas de la corriente circulante y los iones de átomos del conductor, aumentando la temperatura del aceite y del núcleo magnético del

transformador [9]. En sobrecarga, el aumento de temperatura del aceite provoca el envejecimiento de la celulosa del aislante, el cual junto a otros subproductos disueltos en el interior del transformador pueden provocar disminución de la rigidez dieléctrica del aceite, y como consecuencia descargas o cortocircuitos.

En un análisis sobre fallas realizado en 54 transformadores fuera de servicio en la ciudad de Quito, se encontró que: el 42.6% correspondía a descargas atmosféricas, 22.2% a sobrecargas, 16.67% por cortocircuitos y el resto por humedad y fallas en el aislador [10], resaltando el alto índice de afectación que tienen las sobrecargas en la condición de falla crítica de un transformador, pudiendo tener mayor severidad al distinguir que este análisis fue realizado en época de invierno.

Además, los componentes en falla de los transformadores de distribución se desagregan según el siguiente porcentaje: cambiadores de tap 41%, devanados 19%, fugas 13%, núcleo 12% y accesorios 12% [11].

1.7.1 Análisis de gases disueltos (DGA)

El aceite aislante en condiciones anormales de estrés térmico-eléctrico libera pequeñas cantidades de gases. Las pérdidas del conductor debidas a la carga producen gases por descomposición térmica del aceite asociado y aislamiento sólido. Los gases también se producen a partir de la descomposición del aceite y del aislamiento expuestos a las temperaturas del arco [12].

Dado que los gases dependen del tipo de falla que se haya presentado, esta prueba permite identificar si la falla corresponde a una descarga parcial o efecto corona, sobrecalentamiento y arcos eléctricos. En esta prueba se evalúa la concentración de hidrógeno, metano, acetileno, nitrógeno y oxígeno. La relación relativa y la cantidad de gases detectados son usados para discernir sobre los problemas en la estructura de aislamiento. La Tabla 2 es importante ya que identificando el tipo de gas disuelto se puede diagnosticar que falla ha ocurrido en el equipo, así

mismo indica los límites de concentración normal que permitirán un mayor tiempo de vida en los transformadores de distribución.

Descripción del gas		Concentración del gas (ppm)		
		Límite normal *(<)	Límite de acción **(>)	Tipo de falla potencial
<i>Hidrogeno</i>	H ₂	150	1000	Corona, Arcos eléctricos
<i>Metano</i>	CH ₄	25	80	Chisporroteo
<i>Acetileno</i>	C ₂ H ₂	15	70	Arcos eléctricos
<i>Etileno</i>	C ₂ H ₄	20	150	Sobrecalentamiento severo
<i>Etano</i>	C ₂ H ₆	10	35	Sobrecalentamiento local
<i>Monóxido de carbono</i>	CO	500	1000	Sobrecalentamiento severo
<i>Dióxido de carbono</i>	CO ₂	10000	15000	Sobrecalentamiento severo
<i>Total de combustibles</i>	TDCG	720	4630	

* A medida el valor excede este límite, la frecuencia del mantenimiento planificado debe aumentar para evaluaciones más profundas
 ** A medida que el valor excede este límite, se debe considerar remover el transformador del servicio.

Tabla 2: Límites de concentración de gas normal y de acción por tipo de compuesto según prueba de gas disuelto. Información recopilada de la norma C57.104-2008 [12].

1.7.2 Calidad de aislamiento del aceite

Una combinación de pruebas físico-químicas se desarrollan para medir el cambio en las propiedades eléctricas, extensión de la contaminación y el grado de deterioro del aislamiento del aceite. A medida que se degrada el papel aislante un número específico de compuestos furánicos son producidos y disueltos en el aceite, la fuerza del papel está asociada con el grado de polimerización. Esta prueba debe realizarse cuando ocurran una de las siguientes condiciones:

- Sobrecalentamiento o sobrecarga en el transformador.
- Altos niveles de monóxido de carbono y de dióxido de carbono.

- Reducción acelerada de la tensión superficial sin un correspondiente aumento en el índice de acidez.
- Oscurecimiento repentino del aceite y un aumento repentino del contenido de humedad del aceite.
- Transformadores con un tiempo de uso mayor a 25 años.

La guía mostrada en la Tabla 3 provee asistencia en cuanto a la interpretación de la cantidad de furaldehído existente en esta prueba y el grado de polimerización.

Furaldehído (ppm)	Grado de polimerización	Grado de degradación
0 - 0.1	800 – 1200	Insignificante
0.1 - 0.5	700 – 550	Significante
1.0 - 2.0	500 – 450	Causa preocupación
> 10	<300	Final de la vida útil

Tabla 3: Grado de degradación del papel aislante según el compuesto Furaldehído obtenido en la prueba físico-química. Estos datos fueron recogidos de [8].

En la Tabla 3 se puede observar que a medida que las partículas de furaldehído aumentan con el uso del tiempo de vida del equipo el grado de polimerización decrece, llegando a la zona de degradación cuando alcanza los 450 grados de degradación; a partir de entonces el equipo entra en la zona de degradación final. En esta zona es recomendable tomar acciones de mantenimiento preventivo y correctivo para evitar altos costos asociados por el reemplazo del transformador.

1.7.3 Prueba de resistencia del devanado

Es usada para indicar la condición del bobinado del conductor y el contacto del cambiador del tap. Ya que la resistencia del devanado varía con la temperatura del aceite, este test requiere un Óhmetro capaz de medir con precisión la resistencia en un rango desde 20 Ω hasta fracciones de Ω .

Durante la prueba se requiere que el equipo este fuera de servicio y aislado, se deben guardar los datos de resistencia y expresarlos a una temperatura referencial. Las variaciones mayores a un 5% pueden indicar que un conductor se encuentra dañado en el devanado.

1.8 Desplazamiento de carga

El desplazamiento de carga es una medida de gestión de demanda basada en el cambio de consumo de las horas punta a las horas valle, con el fin de suavizar la curva de consumo [13].

Que la curva de carga sea plana implica beneficios en la red eléctrica ya que evitaría el sobredimensionamiento de equipos para el suministro de energía en cantidades dispares entre las cargas base y punta, disminuyendo los costos de operación de las compañías eléctrica [1].

Generalmente hay dos formas de lograr que la demanda sea plana, mediante regulaciones de energía o a través del consumidor; con lo que se conoce como respuesta a la demanda basado en los cambios de patrones de consumo para modificar la curva de demanda del sistema.

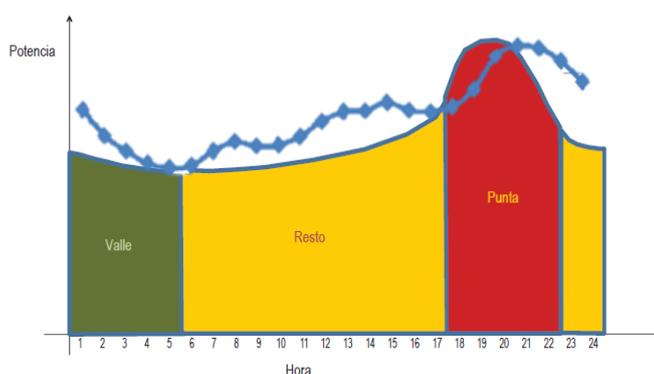


Figura 1.1: Bloques horarios de una curva de demanda tipo en Ecuador vs la curva de demanda residencial - Eléctrica Guayaquil. Obtenida del PME 2013 - 2022 [20]

En la Figura 1.1 se aprecia como al integrar las curvas de demanda de todas las empresas de distribución el intervalo de horas punta se acumula entre las 17:30 y 22:30, pero al considerar el caso de la empresa

eléctrica Guayaquil con comportamiento similar a nuestra área de interés CNEL Guayas-Los Ríos, esta distribución desplaza la hora pico en aproximadamente una hora, agregando picos en el intervalo de horas valle de la curva de demanda de todo el sistema.

Parte de estudio consiste en proponer un desplazamiento de carga realista basado en la disposición real del consumidor al cambio de sus patrones de consumo que permita aproximar linealmente la curva de carga del sistema de distribución.

1.9 Sistema de monitoreo de energía residencial

Existen en el mercado diversas aplicaciones de sistemas de monitoreo de energía con la finalidad de disponer al usuario información relativa a su curva de consumo en tiempo real, esta medida a más de prestar conocimiento cuantitativo de los kWh no ahonda en el requerimiento principal de conocer que acciones realizar para lograr una administración efectiva del recurso eléctrico, y con esto propender en ahorros significativos en la factura eléctrica.

En este estudio se utilizará un sistema de monitoreo de energía residencial que brinda al usuario información desagregada del consumo de energía de sus principales electrodomésticos; lo que permitirá desarrollar una curva de carga que muestre el comportamiento energético del usuario reflejado en los equipos que se han encendido por periodo de uso.

Se lo conoce como sistema de monitoreo de energía inteligente porque basa su funcionamiento en el reconocimiento de la curva de operación de los electrodomésticos; así puede identificar cuando un equipo se ha encendido, y calcula el consumo en kWh mediante las señales digitales que maneja.

Entrada	Señales análogas de sensores corriente y voltaje
Salida	Señales digitales de corriente, voltaje, potencia
Red eléctrica	120/240 monofásica, 110-240/ 208-415 trifásica
Frecuencia	50/60
Corriente por fase	Max 100 A
Precisión	99%

Tabla 4: Especificaciones técnicas del sistema de monitoreo de energía

En la Tabla 4 se muestran las especificaciones técnicas del equipo a utilizar, es importante recalcar que su precisión del 99% garantiza la fiabilidad de los datos a analizar. Este equipo recogerá información en cuatro residencias con patrones de uso similar, familias de 4 a 5 personas de estrato social medio-alto durante 6 días de la semana (martes a domingo).

CAPÍTULO 2

2. DESARROLLO DEL PROYECTO

En este capítulo se aborda el análisis de los datos históricos de cargabilidad, número de fallas, e histórico de temperatura obtenidos para la zona Puntilla-Samborondón, así como los instrumentos necesarios para obtener los parámetros requeridos de los transformadores de potencia, luego se describe la metodología que será aplicada junto con su fundamento, para finalmente establecer los resultados y analizar su afectación.

2.1 Población de interés

Se ha considerado como población de interés el estrato social medio-alto debido a la significancia en cuanto a consumo eléctrico, por ello se usará la información disponible sobre cargabilidad de los transformadores de potencia de la línea de transmisión uno del alimentador Dos Cerritos del Sistema Nacional Interconectado (SNI LT1), el cual suministra energía eléctrica a la zona Puntilla-Samborondón. Estos datos fueron obtenidos a través del sistema de telemetría de la Unidad de Negocios CNEL Guayas-Los Ríos. En la Figura 2.1 se muestra el unifilar de la zona en estudio.



Figura 2.1: Unifilar del alimentador: Dos Cerritos SNI LT1. Obtenido del sistema de telemetría Guayas-Los Ríos.

El alimentador Dos Cerritos SNI LT1 cuenta con 11 transformadores, de los cuales tres (cuya información se encuentra sombreada en la Figura 2.1, no forman parte del estudio; además el sistema de telemetría de la S/E Cataluña no muestra información de cargabilidad, por lo que tampoco será utilizada. Se observa que el factor de potencia de la S/E es bastante bajo: 0.85.

El listado con las principales características de los 7 transformadores en estudio de las subestaciones de AT/MT se muestra en la Tabla 5.

No	S/E	No Trafo	Potencia MVA	Enfriamiento	Año	Marca
1	TENNIS CLUB	T1	10/12,5	ONAN/ONAF	2014	TEKSA
2	TENNIS CLUB	T2	12,5	ONAN/ONAF	1996	PAUWELS
3	EL MANGLERO	T1	12/16	ONAN/ONAF	2012	MITSUBISHI
4	MOCOLI	T1	10/12,5	ONAN/ONAF	2009	TRAFO
5	LOS ARCOS	T1	18/24	ONAN/ONAF	2012	TEKSA
6	LAGOS DEL BATAN	T1	12/16	ONAN/ONAF	2010	TRAFO
7	CIUDAD CELESTE	T1	16/20	ONAN/ONAF	2009	GEM

Tabla 5: Datos de placa de 7 transformadores de potencia del alimentador Dos Cerritos SNI LT1.

En la Tabla 5 se observan los siete transformadores de potencia en estudio del alimentador Dos Cerritos LT1, con una capacidad instalada de 94/125 MVA, 69/13.8 kV 3Ø, con 2 devanados. La elevación de temperatura del aceite superior es 55 °C y la temperatura máxima del cobre se encuentra en promedio en 60 °C. Los transformadores con mayor tiempo de operación corresponden a S/E Tennis Club (T2) y S/E El Manglero.

2.2 Datos históricos de cargabilidad

El sistema de telemetría de subestaciones HV/MV dispone información de cargabilidad a partir del mes de abril del 2017. Se utilizarán los históricos de cargabilidad diaria de seis subestaciones, esto debido a que la S/E Samborondón se encuentra en el cantón Samborondón, cantón con población de distinto nivel económico respecto a la población en

estudio; pero solo se mostrará el comportamiento de cuatro, correspondientes a los alimentadores en donde se recogerá información de la curva de carga diaria del usuario final para uso en gestión de desplazamiento de demanda al mes de mayo, el resto de curvas de cargabilidad se muestran en anexos. Las cuatro subestaciones corresponden a:

- S/E Tennis Club (T1) – Urb. Palmar del río
- S/E Lagos del Batan – Urb. Vista al parque
- S/E El Manglero – Urb. San Isidro
- S/E Los Arcos – Urb. Bosques de castilla

Las curvas diarias se construyeron en función de la curva promedio diaria del mes en dos periodos: de lunes a viernes y fin de semana, con el fin de identificar dos patrones de consumo de energía que reflejan distinta cargabilidad en el transformador. A continuación, se presentan las curvas de demanda promedio de fines de semana en las Figuras 2.2 a 2.5.

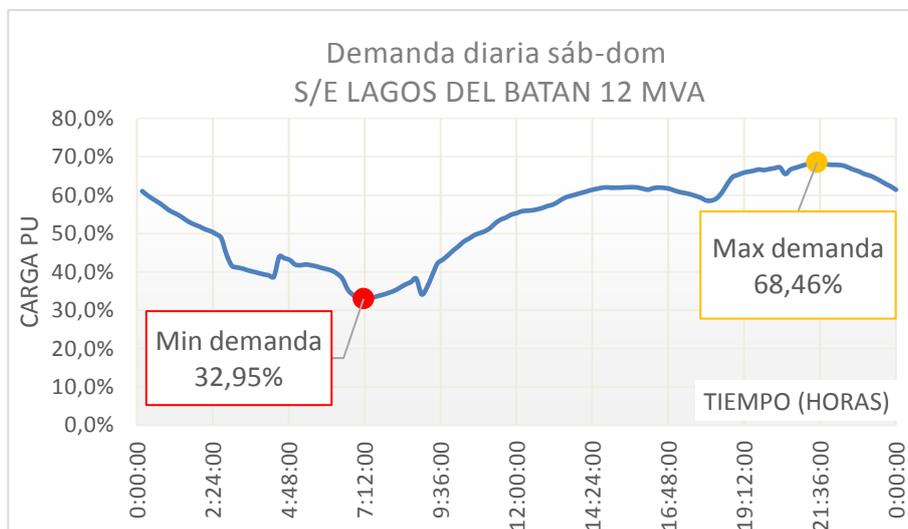


Figura 2.2: Demanda diaria sáb-dom S/E LAGOS DEL BATAN 12 MVA

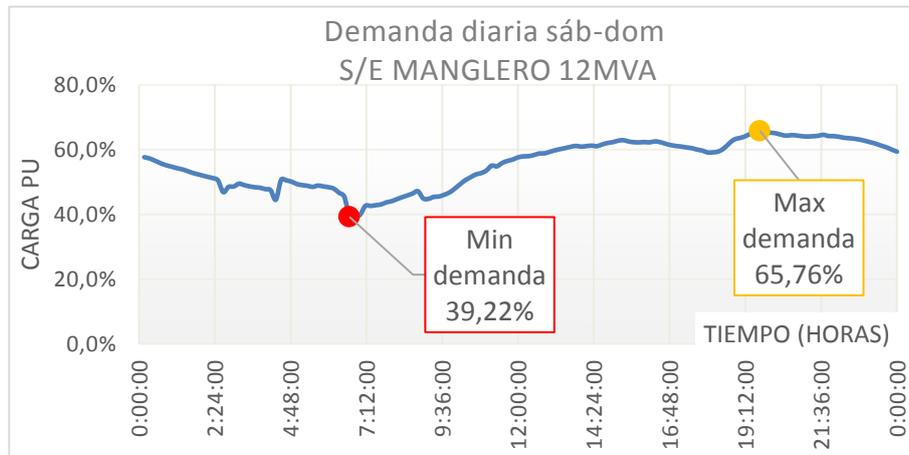


Figura 2.5: Demanda diaria sáb-dom S/E MANGLERO 12 MVA

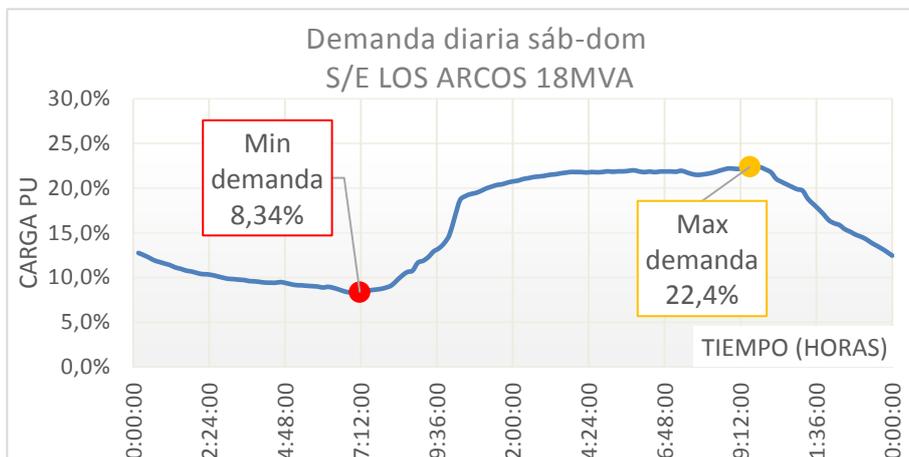


Figura 2.4: Demanda diaria sáb-dom S/E LOS ARCOS 18 MVA



Figura 2.3: Demanda diaria sáb-dom S/E TENNIS CLUB 10 MVA

Las Figuras 2.2 a 2.5 muestran el comportamiento de las curvas de cargas de las cuatro subestaciones durante fines de semana, la demanda mínima coincide en los 4 transformadores a las 7:12 AM y oscila entre el 33% y 48% de la capacidad nominal, con excepción del transformador de la S/E Los Arcos con un mínimo del 8%, este último se encuentra subutilizado su demanda máxima es del 22%. De la misma forma, a demanda máxima, 3 transformadores operan en promedio al 69% durante 2.5 horas entre las 20:30 y 23:00, mientras que el transformador subutilizado lo hace en 6 horas. Existe oportunidad de desplazamiento de carga entre las 20:30 y 23:00 donde ocurren las demandas más altas de este periodo. A continuación, se presentan las curvas de demanda promedio de lunes a viernes en las Figuras 2.6 a 2.9

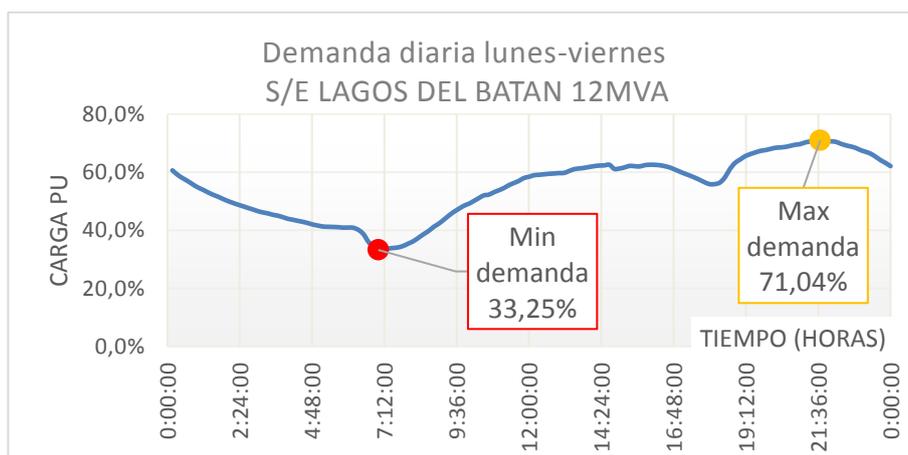


Figura 2.6: Demanda diaria lunes-viernes S/E LAGOS DEL BATÁN 12 MVA

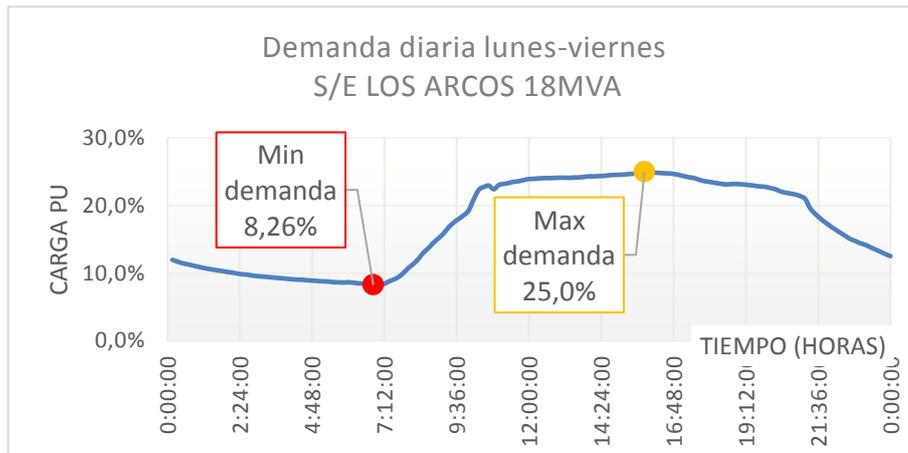


Figura 2.7: Demanda diaria lunes-viernes S/E LOS ARCOS 18 MVA

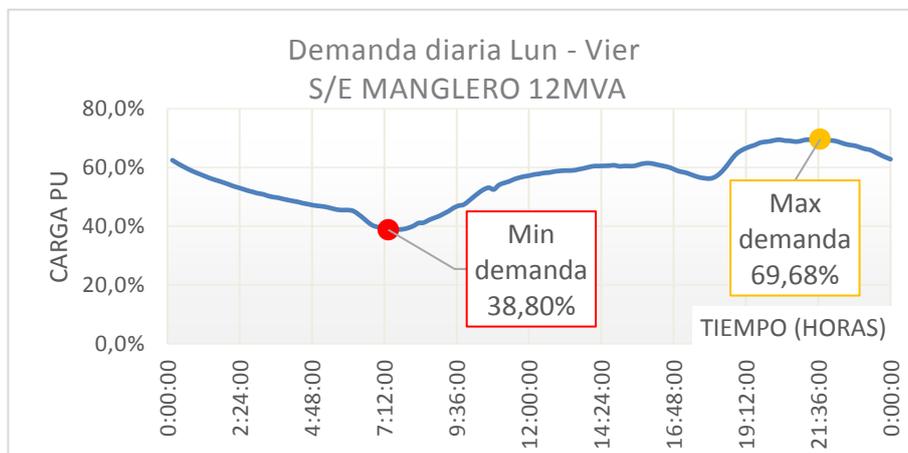


Figura 2.8: Demanda diaria lunes-viernes S/E MANGLERO 12 MVA



Figura 2.9: Demanda diaria lunes-viernes S/E TENNIS CLUB 10 MVA

Las Figuras 2.6 a 2.9 muestran el comportamiento de las curvas de cargas de las cuatro subestaciones de lunes a viernes, la demanda mínima también ocurre a las 7:12 AM con la misma capacidad porcentual que en el periodo anterior. Para los tres transformadores del periodo anterior la demanda máxima promedio pasa del 69% al 74% en aproximadamente 3 horas entre las 20:00 y 23:00, mientras que el transformador subutilizado 8 horas se mantiene máximo al 25%.

Según el histórico de cargabilidad correspondiente al mes de mayo las subestaciones no presentan sobrecarga, ya que máximo operan al 80% de su capacidad nominal. Sin embargo basado en el pronóstico de aumento de demanda al 2020 [14] y teniendo en cuenta los picos de demanda de diciembre en relación a mayo [15], la situación de los transformadores al año 2020 y 2025 se muestran en la Tabla 6 y Tabla 7 respectivamente.

	2017	K1, factor:	K2, factor:	2020
S/E	Max demanda (PU)	pu_2020/pu_2017	pu_dic/pu_may	Max demanda (PU)
EL BATÁN	0,71	1,26	1,08	0,97
LOS ARCOS	0,25	1,37	1,08	0,37
MANGLERO	0,70	1,06	1,08	0,80
TENNIS CLUB (T1)	0,80	1,13	1,08	0,97

Tabla 6: Escenario de cargabilidad a demanda máxima en el mes de diciembre al 2020

	2017	K1, factor:	K2, factor:	2025
S/E	Max demanda (PU)	pu_2025/pu_2017	pu_dic/pu_may	Max demanda (PU)
EL BATÁN	0,71	1,69	1,08	1,30
LOS ARCOS	0,25	1,98	1,08	0,53
MANGLERO	0,70	1,15	1,08	0,87
TENNIS CLUB (T1)	0,80	1,35	1,08	1,16

Tabla 7: Escenario de cargabilidad a demanda máxima en el mes de diciembre al 2025

Al año 2020 las subestaciones El Batán, Manglero y Tennis Club (T1) estarán muy próximas a sobrecargarse, provocando un aceleramiento en el envejecimiento de los transformadores de las subestaciones.

Luego en el año 2025 se estima que por concepto de cargabilidad, si se mantuviese el comportamiento de las curvas de carga respecto a la duración de las horas pico por 3 horas con hasta el 30% de sobrecarga, estos tres transformadores se encontrarían sujetos a una agresiva pérdida de vida útil. Si para esos años ya existe un sistema que incorpore la gestión de la demanda incluyendo al usuario final, se podría aumentar significativamente el tiempo de vida de estos activos.

2.3 Consideraciones iniciales

Es realmente importante utilizar métodos que permitan gestionar la vida útil del transformador en base a parámetros tales como la temperatura del aceite y su cargabilidad, debido a que su envejecimiento prematuro depende directamente de la vida del aislante sólido o papel aislante, el cual se degrada en función de la temperatura a la que se encuentra expuesto en operación, la misma que está en función de la carga [16].

2.4 Monitoreo en línea de temperatura

Al momento la empresa CNEL Guayas-Los Ríos no dispone de un sistema de monitoreo en línea en base a la temperatura del punto más caliente en el devanado del transformador, sólo registra en sitio el parámetro de temperatura de aceite en la parte superior del tanque.

Métodos tradicionales de medición de este parámetro sugieren el uso de termocuplas [17], resistencias térmicas y otras susceptibles a interferencia electromagnética. La medición directa de la temperatura interna del transformador se la puede realizar a través de señales eléctricas, infrarrojas y ópticas. De estas la que mejor desempeño presenta en cuanto a comportamiento aislante y menor interferencia electromagnética es la fibra óptica, por esto se sugiere la aplicación del sensor de fibra óptica de rejilla de fibra bragg.

2.4.1 Sistema de rejilla de fibra bragg FBG

Los sensores de temperatura pueden ser instalados en diversos niveles según se requiera: la parte superior/inferior del tanque de aceite, núcleo de hierro, devanados, etc. La fibra óptica se exporta a través de una tarjeta interfaz y las señales se conectan al examinador de Fibra de Bragg (FBG) por sus siglas en inglés Fiber Bragg Grating. Las principales características de este sistema son: rango de medición de temperatura de -20°C a 300°C sin influencia electromagnética, tarjeta de interfaz óptica fabricada en acero sin fugas, múltiples canales de fibra y relés, manejo de alarmas, almacenamiento de archivos en bases de datos, transmisión de datos al servidor mediante protocolos ModBUS e IEC61850, conexión remota y acceso a consultas a través de equipos de terminal inalámbrico [18]. En la Figura 2.8 se observa el esquema del sistema de detección de temperatura y sus principales componentes.

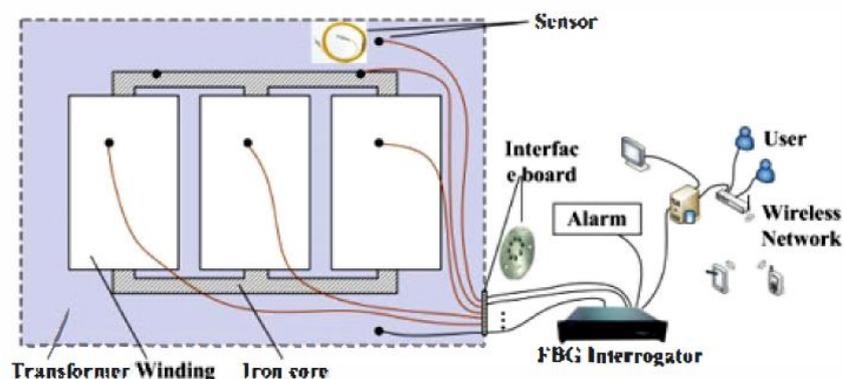


Figura 2.8: Esquema de detección en línea de temperatura mediante sensor de fibra óptica FBG[18]

2.5 Metodología de desarrollo

Para conocer el estado de envejecimiento y pérdida de vida útil del transformador, se dispone una metodología basada en la elaboración de una matriz de factor de envejecimiento del transformador asociado a la cargabilidad y la temperatura del punto más caliente del devanado, junto

a una tabla que represente el número acumulado de fallas por envejecimiento y fallas aleatorias por año. Esta matriz se utilizará para comparar la afectación en el transformador por pérdida de vida útil en función de la curva de demanda actual y la propuesta según desplazamiento de carga.

2.6 Cantidad de fallas en el tiempo

El modelo de fallas en el tiempo de vida del transformador conjuga los casos de fallas por envejecimiento natural debido al paso del tiempo, y fallas aleatorias respecto a vegetación, fauna, cortocircuitos, etc. Estos dos modos de fallas son independientes uno del otro, sin embargo, la ocurrencia de cualquiera provocará un modo de falla en el transformador. En la Tabla 8 se muestran los diversos tipos de fallas correspondientes a fauna, falla de equipos y mantenimiento. Los dos transformadores con tiempo de operación mayor a 20 años presentan tres fallas cada dos años, sin embargo, el transformador Mocolí con menor tiempo de uso presenta la mayor cantidad de fallas respecto a mantenimiento; según el sistema de telemetría esta subestación tiene un factor de potencia bastante bajo: aproximadamente 0.85.

S/E	Año de Fab	Años en operación	Tipos de fallas				Nro de fallas cada 2 años
			Fauna	Falla de Equipos	Mtto	Otros	
Tennis Club A	2014	3-4				1	1
Los Arcos	2012	5-6		1		1	2
Lagos del Batán	2010	7-8	1				1
Manglero	1998	19-20	1	2			3
Tennis Club B	1996	21-22		3			3
Samborondón	2009	8-9	3	2			5
Mocolí	2009	8-9			4		4
Ciudad Celeste	2009	8-9				1	1
Total			5	8	4	3	20
Porcentaje total de fallas %			25	40	20	15	100

Tabla 8: Histórico de fallas bianual de los transformadores de la empresa CNEL-Guayas-Ríos.

La información sobre número de fallas de la Tabla 8 permitirá estimar la gráfica de cantidad de fallas acumuladas respecto al tiempo de operación, ver Figura 2.9. Para aquellos años que no se dispone de información se ha utilizado el comportamiento de curvas de probabilidad acumulada como en “Data Requisites for Transformer Statistical Lifetime Modelling” [19].

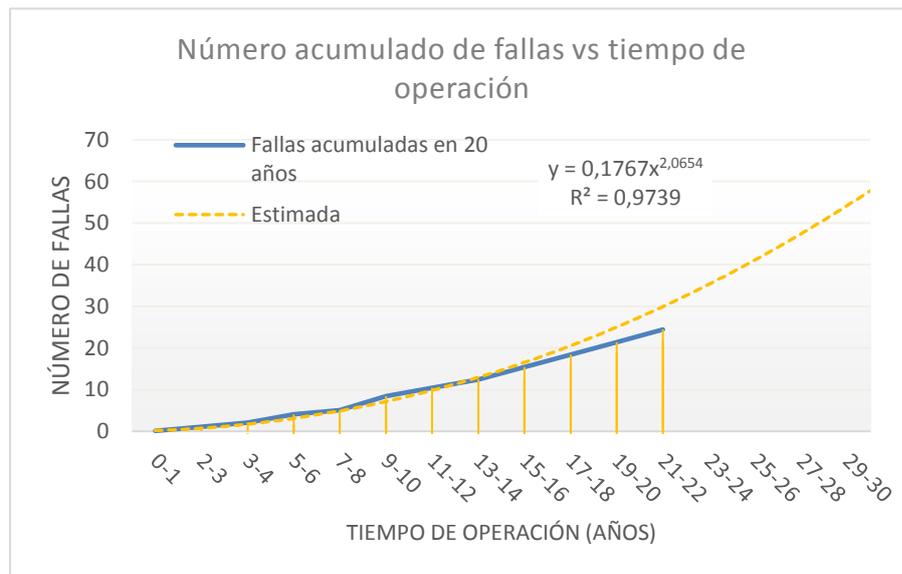


Figura 2.9: Curva de número acumulado de fallas de los transformadores de potencia de la empresa CNEL Guayas-Los Ríos

La muestra que el comportamiento de la curva de número acumulado de fallas se aproxima a una función potencial, esto debido a que los históricos de falla muestran que el peso principal de fallas del 40% corresponde al tipo fallas de equipos, asociado con el envejecimiento natural del transformador y en menor cantidad a fallas de tipo aleatorias, esto durante los primeros años de vida útil. Luego se observa un crecimiento en el número de fallas debido al desgaste del aislante interno del transformador, y como consecuencia un aumento de número de fallas durante sus últimos años. Se aprecia que el número de fallas de un transformador durante sus primeros 10 años de vida es 8, mientras que

a partir del año 20 el número de fallas es cercano a 22. Se observa que para el mismo periodo de tiempo el número de fallas aumenta en más del 37%, como consecuencia la curva toma una característica potencial. La curva potencial estimada (con coeficiente de bondad de ajuste bastante cercano a uno) es extrapolada para aproximar la cantidad de fallas que un transformador soporta durante 30 años de vida útil. La curva de fallas acumuladas no difiere de la gravedad de cada evento, es decir, las fallas pueden o no terminar con la vida útil del transformador.

2.7 Matriz de envejecimiento del transformador

Esta matriz representa la pérdida de vida útil del transformador a través del factor de aceleración de envejecimiento respecto a los parámetros de cargabilidad y temperatura del punto más caliente del devanado del transformador, es decir, no se considera la afectación de las fallas en el factor de envejecimiento del transformador.

Para su desarrollo se utilizan históricos de temperatura y cargabilidad de una S/E eléctrica de 10 MVA con características similares a las presentes en la zona de estudio, datos que fueron brindados por compañía eléctrica Britransformadores S.A. Mediante el uso de la tabla de temperatura estimada según cargabilidad del transformador prevista por el Dr. Dan Martin, en su documento: *'Efectos de la integración de energías renovables en la red eléctrica: transformadores de potencia y distribución'* [20] se estima la temperatura en el año 0 del transformador y se completa la matriz con la ecuación del factor de aceleración de envejecimiento de transformadores.

2.7.1 Históricos de temperatura y cargabilidad

Se analizan históricos de temperatura y cargabilidad de una S/E de 10 MVA con suministro de CNEL Guayas-Los Ríos, mismos que corresponden a los 10 primeros años de operación del transformador, desde octubre del 2006 a diciembre del 2016.

Para que el análisis tenga la misma base de comparación que los considerados anteriormente en la obtención de las curvas

promedio de demanda diaria, se considera el mes de mayo como referencia de análisis. Se tabulan los datos de temperatura y carga en el mes de mayo durante los 10 años y se establece su relación dada por la ecuación (2.5), la cual permitirá estimar además la temperatura natural prevista en el transformador para aumentos en la cargabilidad en pasos de 10%.

$$\text{Temperatura} = 0,2356 * \text{cargabilidad}_{\%} + 37,229 \quad (2.5)$$

El aumento de la temperatura natural en función de los años se expresa como un 1% anual. Cada temperatura es corregida por el factor de adición de 25°C a la temperatura natural para obtener la temperatura del punto más caliente del transformador [21], formando la matriz en la Tabla 9.

CARGA %	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
2006	64,59	66,94	69,30	71,65	74,01	76,37	78,72	81,08	83,43	85,79
2007	65,12	67,64	70,16	72,69	75,21	77,73	80,25	82,77	85,29	87,81
2008	65,68	68,37	71,07	73,77	76,46	79,16	81,86	84,56	87,25	89,95
2009	66,24	69,13	72,02	74,90	77,79	80,67	83,56	86,45	89,33	92,22
2010	66,83	69,92	73,01	76,09	79,18	82,27	85,36	88,45	91,54	94,62
2011	67,43	70,74	74,04	77,35	80,65	83,96	87,26	90,56	93,87	97,17
2012	68,06	71,59	75,13	78,66	82,20	85,73	89,27	92,81	96,34	99,88
2013	68,70	72,48	76,26	80,05	83,83	87,61	91,40	95,18	98,96	102,75
2014	69,36	73,41	77,46	81,51	85,55	89,60	93,65	97,70	101,75	105,79
2015	70,05	74,38	78,71	83,04	87,37	91,71	96,04	100,37	104,70	109,03
2016	70,76	75,39	80,03	84,66	89,30	93,93	98,57	103,20	107,84	112,47
2017	71,49	76,45	81,41	86,37	91,33	96,29	101,25	106,21	111,17	116,13
Aumento de Temp. por año y según carga	0,63	0,86	1,10	1,33	1,57	1,80	2,04	2,27	2,51	2,74

Tabla 9: Crecimiento de la temperatura a lo largo de los años 2006 al 2016 para cada cargabilidad

En la parte inferior de la Tabla 9 se observan los factores de aumento de temperatura anual según el nivel de cargabilidad, se puede notar que estos factores presentan mayor aumento para índices de cargabilidad de transformadores más altos.

2.7.2 Factor de aceleración de envejecimiento

'La temperatura del punto más caliente θ_H determina el envejecimiento térmico del transformador, así como el riesgo de burbujeo en condiciones de carga severa' Gouda [22]. Así el factor

de aceleración de envejecimiento del transformador queda determinado por la ecuación (2.6), y la pérdida de vida durante el periodo de análisis, en nuestro caso diario se obtiene integrando F_{AA} para cada intervalo del periodo y dividiéndolo para la duración de total del periodo.

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273} \right]} \quad (2.6)$$

2.7.3 Temperatura en condición inicial de vida útil

La Tabla 10 obtenida en [20], establece una relación entre la temperatura del punto más caliente del transformador respecto a su cargabilidad para transformadores al inicio de su vida útil, la relación de estas variables se estima a través de una función polinómica de grado dos (con coeficiente de bondad de ajuste cercano a uno), como se muestra en la Figura 2.10.

Cargabilidad promedio del transformador [%]	Temperatura del punto más caliente [°C]
0,3	42
0,4	48
0,5	54
0,7	70
0,9	89
1	100

Tabla 10: Temperatura del punto más caliente según cargabilidad para una condición de operación inicial del transformador. Obtenida de [20].

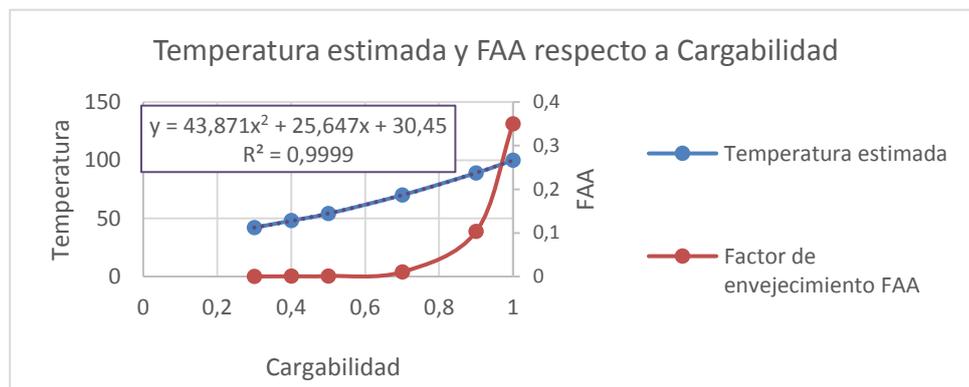


Figura 2.10: Curva del comportamiento de la temperatura estimada en el modelo

En la Figura 2.12 se muestra la ecuación estimada de temperatura que permitirá establecer la temperatura del punto más caliente según los niveles de cargabilidad del transformador al año cero en la matriz de envejecimiento del transformador (columna en color naranja claro), mostrada a continuación en las Tablas 11 a 14.

	Año	2005		2006		2007		2008	
		0	1	2	3				
Aumento de Temp. por año y según cargabilidad	Carga %	Temperatura °C / FAA							
0,627	0,1	33	0,0001	34,08	0,0001	34,71	0,0001	35,33	0,0001
0,862	0,2	37	0,0001	38,20	0,0001	39,06	0,0001	39,92	0,0002
1,097	0,3	42	0,0002	43,19	0,0003	44,29	0,0003	45,38	0,0004
1,332	0,4	48	0,0005	49,06	0,0006	50,39	0,0007	51,72	0,0009
1,567	0,5	54	0,0013	55,81	0,0016	57,37	0,0020	58,94	0,0024
1,802	0,6	62	0,0035	63,43	0,0044	65,23	0,0056	67,04	0,0071
2,037	0,7	70	0,0103	71,94	0,0133	73,97	0,0171	76,01	0,0221
2,272	0,8	79	0,0319	81,32	0,0420	83,59	0,0550	85,86	0,0718
2,507	0,9	89	0,1039	91,57	0,1382	94,08	0,1830	96,59	0,2414
2,742	1	100	0,3487	102,71	0,4677	105,45	0,6246	108,19	0,8306

Tabla 11: Matriz de envejecimiento del transformador años 0-3

2009		2010		2011		2012		2013		2014	
4	5	6	7	8	9						
Temperatura °C / FAA											
35,96	0,00	36,59	0,00	37,21	0,00	37,84	0,00	38,47	0,00	35,96	0,00
40,78	0,00	41,64	0,00	42,50	0,00	43,36	0,00	44,23	0,00	40,78	0,00
46,48	0,00	47,57	0,00	48,67	0,00	49,77	0,00	50,86	0,00	46,48	0,00
53,05	0,00	54,39	0,00	55,72	0,00	57,05	0,00	58,38	0,00	53,05	0,00
60,51	0,00	62,07	0,00	63,64	0,00	65,21	0,01	66,77	0,01	60,51	0,00
68,84	0,01	70,64	0,01	72,44	0,01	74,24	0,02	76,04	0,02	68,84	0,01
78,05	0,03	80,08	0,04	82,12	0,05	84,16	0,06	86,19	0,07	78,05	0,03
88,13	0,09	90,40	0,12	92,68	0,16	94,95	0,20	97,22	0,26	88,13	0,09
99,09	0,32	101,60	0,42	104,11	0,54	106,61	0,71	109,12	0,91	99,09	0,32
110,94	1,10	113,68	1,45	116,42	1,91	119,16	2,50	121,90	3,26	110,94	1,10

Tabla 12: Matriz de envejecimiento del transformador años 4-9

2015		2016		2017		2018		2019		2020	
10		11		12		13		14		15	
Temperatura °C / FAA											
39,72	0,00	40,34	0,00	40,97	0,00	41,60	0,00	42,22	0,00	42,85	0,00
45,95	0,00	46,81	0,00	47,67	0,00	48,53	0,00	49,40	0,00	50,26	0,00
53,06	0,00	54,15	0,00	55,25	0,00	56,35	0,00	57,44	0,00	58,54	0,00
61,04	0,00	62,38	0,00	63,71	0,00	65,04	0,01	66,37	0,01	67,70	0,01
69,91	0,01	71,47	0,01	73,04	0,02	74,61	0,02	76,18	0,02	77,74	0,03
79,65	0,03	81,45	0,04	83,25	0,05	85,05	0,07	86,85	0,08	88,66	0,10
90,27	0,12	92,30	0,15	94,34	0,19	96,38	0,24	98,41	0,29	100,45	0,37
101,76	0,42	104,03	0,54	106,31	0,68	108,58	0,86	110,85	1,09	113,12	1,37
114,13	1,52	116,64	1,95	119,15	2,49	121,65	3,18	124,16	4,04	126,67	5,12
127,39	5,48	130,13	7,07	132,87	9,09	135,61	11,64	138,35	14,87	141,10	18,93

Tabla 13: Matriz de envejecimiento del transformador años 10-15

2021		2022		2023		2024		2025	
16		17		18		19		20	
Temperatura °C / FAA									
43,48	0,00	44,10	0,00	44,73	0,00	45,36	0,00	45,98	0,00
51,12	0,00	51,98	0,00	52,84	0,00	53,70	0,00	54,56	0,00
59,64	0,00	60,73	0,00	61,83	0,00	62,93	0,00	64,02	0,00
69,03	0,01	70,37	0,01	71,70	0,01	73,03	0,02	74,36	0,02
79,31	0,03	80,88	0,04	82,44	0,05	84,01	0,06	85,58	0,07
90,46	0,12	92,26	0,15	94,06	0,18	95,86	0,22	97,66	0,27
102,49	0,46	104,52	0,57	106,56	0,70	108,60	0,87	110,63	1,07
115,39	1,72	117,66	2,16	119,94	2,69	122,21	3,35	124,48	4,16
129,18	6,47	131,68	8,15	134,19	10,24	136,70	12,83	139,20	16,03
143,84	24,03	146,58	30,40	149,32	38,34	152,06	48,21	154,80	60,44

Tabla 14: Matriz de envejecimiento del transformador años 16-20

En la Tabla 11, se muestra a la izquierda (columna en color verde oliva) los incrementos de temperatura según los aumentos de cargabilidad, los mismos que fueron encontrados con los datos históricos de temperatura y han sido mostrados en la Tabla 9.

En las Tablas 11 a 14, se muestra para cada año del transformador, la temperatura asociada en cada nivel de

cargabilidad (columnas en color azul claro) que ha sido calculada tomando en cuenta el factor de aumento de temperatura anual y los años de operación de la unidad; una vez obtenidas estas temperaturas son calculadas utilizando la ecuación (2.5) los factores de aceleración de envejecimiento (columnas en color blanco) en cada año de operación del transformador.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se contrasta la situación actual de nivel de envejecimiento de los transformadores de potencia respecto a los comportamientos de consumo del usuario residencial comparados con los resultados obtenidos en la inserción de estrategias de desplazamiento de carga.

3.1 Situación actual del nivel de envejecimiento transformador

Para contrastar la afectación de la inserción de tecnologías de gestión de demanda en el usuario final respecto al comportamiento de la curva de carga actual de las 4 subestaciones en estudio, se evaluará el factor equivalente de aceleración de envejecimiento de la vida útil del aislante del transformador considerando las curvas de demanda actual, obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla 15. Donde el factor equivalente de aceleración indica las horas de vida útil que se consumen durante un año respecto a las 180000 horas de referencia de vida útil del aislante a una temperatura en el punto más caliente de 110°C, mientras el porcentaje de pérdida de vida anual indica la tasa de consumo de vida útil anual respecto a las horas de referencia.

	S/E TENNIS CLUB (T1)	S/E LOS ARCOS	S/E MANGLERO	S/E LAGOS DEL BATÁN
Capacidad [MVA]	10	18	12	12
Años de operación al 2017	3	5	5	7
Máxima demanda diaria	80%	25%	70%	71%
FEQA diario [días]	0,0280	0,0002	0,0131	0,0253
FEQA anual [horas]	245	1	115	222
% Pérdida de vida anual	0,1363	0,0008	0,0639	0,1232

Tabla 15: Factor equivalente de aceleración de envejecimiento de las 4 subestaciones en estudio

En la Tabla 15 se aprecia que en el año 2017 el porcentaje de pérdida de vida anual de las cuatro subestaciones es inferior al uno por ciento, de estas cuatro las que tienen menor tiempo de operación poseen los factores más bajos de pérdida de vida útil del equipo. Este bajo índice se debe a que el factor de aceleración de envejecimiento es poco significativo para demandas de hasta el 80% y actualmente estas subestaciones poseen una demanda diaria que no supera este valor.

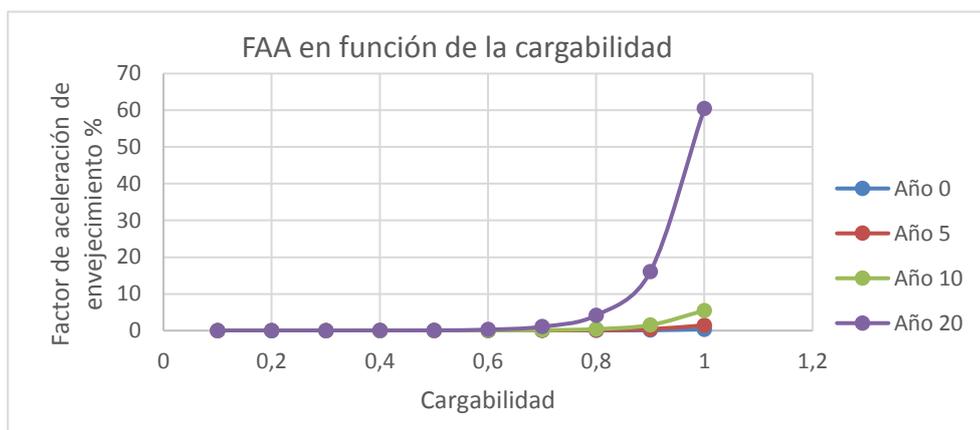


Figura 3.1: Evolución del Factor de aceleración de envejecimiento en función de la carga para intervalos de 5 años.

En la Figura 3.1 se muestra el comportamiento del FAA en función de la cargabilidad para diferentes años, se observa que el comportamiento del FAA respecto a una cargabilidad del 70% a lo largo de 20 años es menor al 3%, en efecto si la temperatura del punto más caliente relacionada con el nivel de carga supera la referencia de 95°C o 110°C el factor FAA es mayor a uno, caso contrario como ocurre en las subestaciones en mención la temperatura del punto más caliente está muy por debajo de la referencia debido a la baja cargabilidad.

3.2 Relación entre fallas y porcentaje de pérdida de vida útil acumulados

Hasta el momento se ha identificado la relación que existe entre la cantidad de fallas acumuladas con los años de operación del transformador, y se ha relacionado el envejecimiento del transformador en función de la cargabilidad considerando el consumo del tiempo de vida útil del aislante Figura 3.2, queda por analizar la influencia de estos parámetros en conjunto como se muestra en la Figura 3.3 a 3.6.

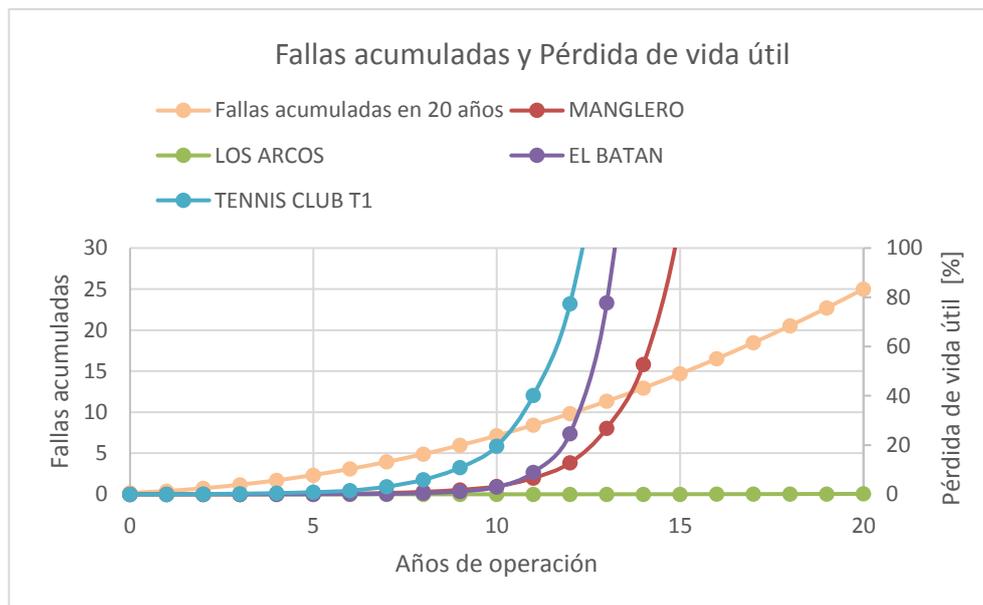


Figura 3.2: Fallas acumuladas y porcentaje de pérdida de vida útil acumulado anual para 20 años de operación

En la Figura 3.3 a 3.6. el comportamiento del porcentaje de pérdida de vida útil en función de los años de operación se lo obtuvo considerando la curva de demanda diaria de cada una de las 4 subestaciones, y se utilizaron los factores de aumento de demanda obtenidos del Plan cantonal de desarrollo [14] llevados a la base del año de operación de cada subestación dado que a este año pertenecen los históricos de carga, luego se calculó el factor equivalente de aceleración de envejecimiento y se obtuvo el porcentaje de pérdida de vida útil anual con una base de 180000 horas de vida útil del aislante del equipo.

Se observa que las S/E Tennis Club, Batán y Manglero consumen el 100% del tiempo de vida útil del aislante en los años: 12.5, 13.5 y 15 respectivamente. Si la S/E Los Arcos mantiene un mesurado crecimiento de carga no presentará afectación en la pérdida del tiempo de vida útil del aislante, por otro lado, subutilizar el transformador puede repercutir en penalizaciones por bajo factor de potencia.

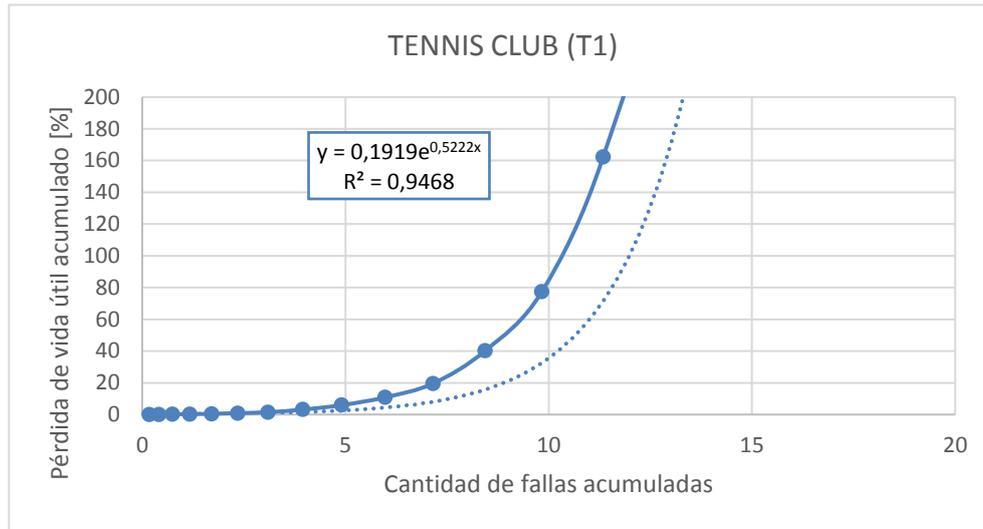


Figura 3.4: S/E Tennis Club (T1) Porcentaje acumulado de pérdida de vida útil en función de la cantidad de fallas acumuladas

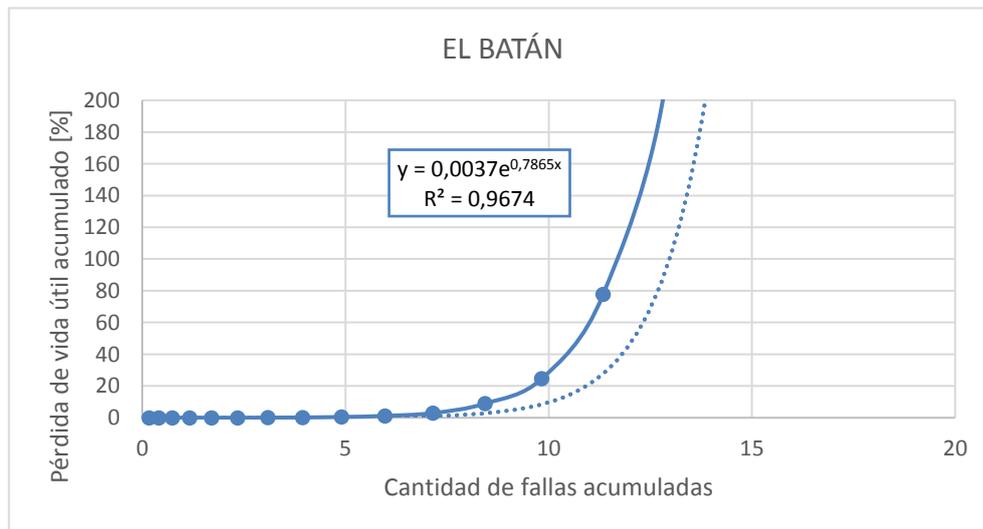


Figura 3.3: S/E El Batán Porcentaje acumulado de pérdida de vida útil en función de la cantidad de fallas acumuladas

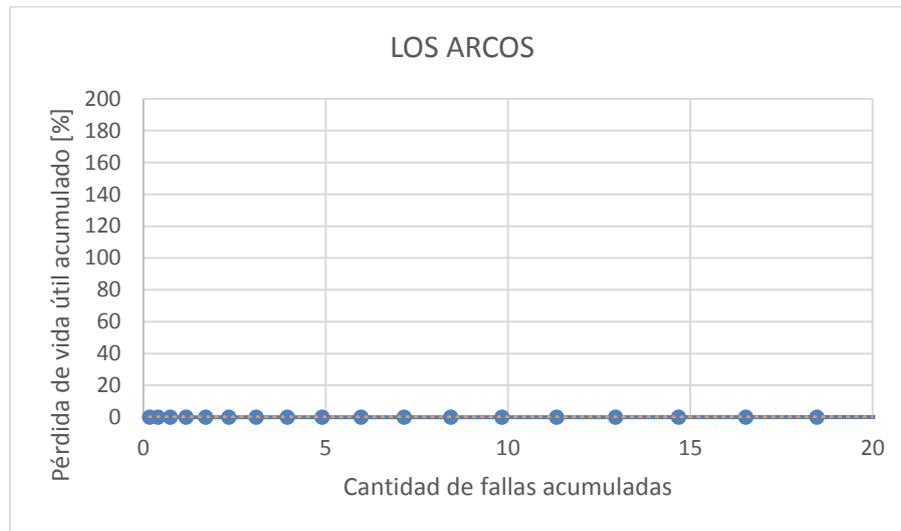


Figura 3.5: S/E Los Arcos Porcentaje acumulado de pérdida de vida útil en función de la cantidad de fallas acumuladas

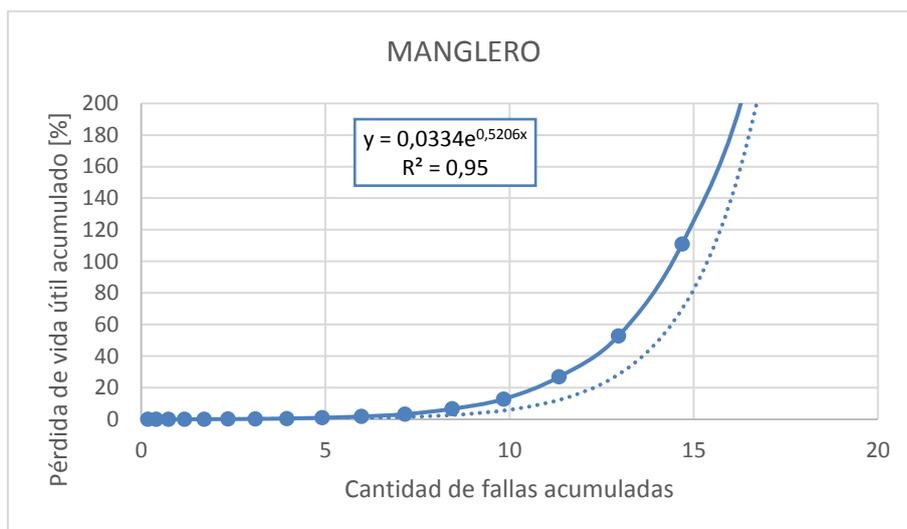


Figura 3.6: S/E Manglero Porcentaje acumulado de pérdida de vida útil en función de la cantidad de fallas acumuladas

En la Figura 3.3 a 3.6 se observan las relaciones entre el porcentaje de pérdida de vida útil acumulada y la cantidad de fallas acumuladas para cada subestación, estas pueden ser bien representadas mediante funciones exponenciales con factores de bondad de ajuste casi uno, excepto para la S/E Los Arcos que presentan una correlación débil. Estas gráficas son importantes porque reflejan la relación entre la cantidad de

fallas y el año al que se pierde el 100% de la vida útil del aislante, que para una curva promedio de demanda diaria de las subestaciones Tennis Club A, Batán y Manglero esto equivale a un número acumulado de fallas del: 11, 13 y 15; en otras palabras, se pierde el 100% de la vida útil del aislante del transformador entre 9 y 5 antes de los 20.5 de referencia.

3.3 Desplazamiento de carga

Para contrastar la afectación en el nivel de envejecimiento del transformador de distribución basado en la situación actual del comportamiento de carga, se analizarán propuestas de desplazamiento y reducción de demanda en las cargas eléctricas más significativas de la residencia. Según el análisis del consumo gestionable en una vivienda propuesto por Borja [23], se consideran electrodomésticos gestionables a aquellos que cuando se realiza una reducción o desplazamiento en su uso no afectan la calidad de confort del usuario final; entre estos electrodomésticos típicos a ser gestionados se encuentran: Lavadora, acondicionador de aire, calefacción eléctrica de agua y secadora, además se ha considerado la propuesta de reducción de cargas de iluminación. Los demás electrodomésticos utilizados no se consideran viables en el desplazamiento de carga ya que su demanda puede ser alta pero su tiempo de uso es pequeño, en el orden de minutos.

3.3.1 Situación inicial de comportamiento de cargas gestionables

Se recogió datos de demanda de las cargas gestionables en las urbanizaciones: Vista al Parque, Bosques de Castilla, San Isidro y Palmar del Río, mediante un monitor de energía y una cartilla de consumo por residencia -ver en la Figura A.1 a A.4- con el fin de identificar los horarios de uso y la cantidad de demanda desagregada.

En la Figura 3.7 a 3.10 se muestra por colores los principales electrodomésticos gestionables del hogar y la demanda total, incluyendo el intervalo de consumo típico de estos.

Se muestra un desplazamiento correspondiente a la demanda base registrada en el momento de la toma de datos, este valor no representa la demanda base que existe en la residencia durante las 24 horas de consumo de energía, pero permite encontrar la demanda que corresponde a cada electrodoméstico, ya que para la identificación de su consumo se utilizó el dato pre y post encendido de cada electrodoméstico gestionable. Se utilizó este procedimiento para identificar individualmente las cargas gestionables por área de mayor uso y se agregó la demanda de cada uno de estos equipos según los intervalos de uso típico, obteniéndose los bloques de demanda mostrados. Se aprecia que a pesar de que el comportamiento de las curvas de demanda no considera la afección de otras cargas de menor uso, mantiene un comportamiento similar al obtenido de las curvas de demanda total de cada subestación.

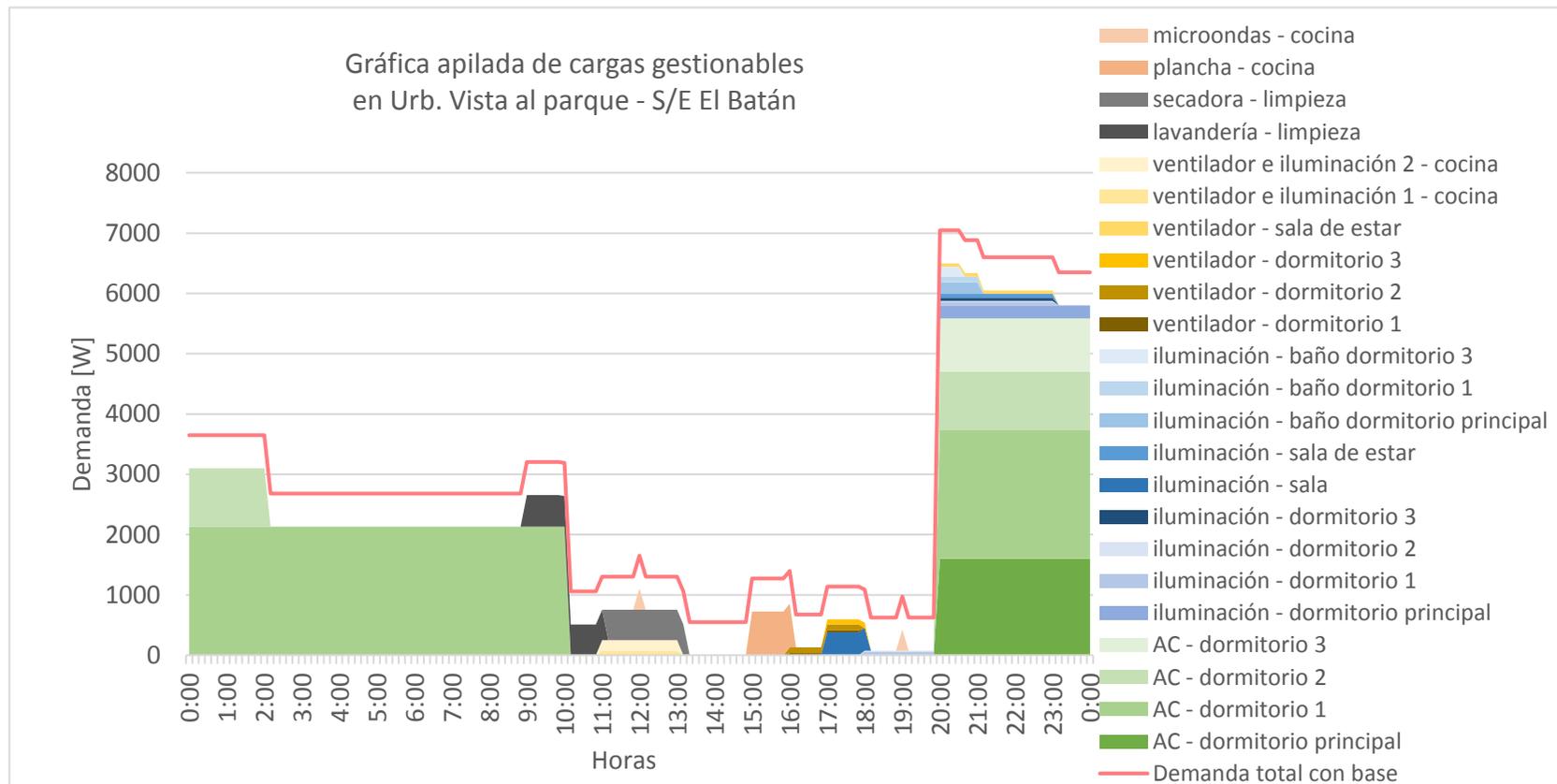


Figura 3.7: Comportamiento de uso de cargas gestionables en Urb. Vista al Parque

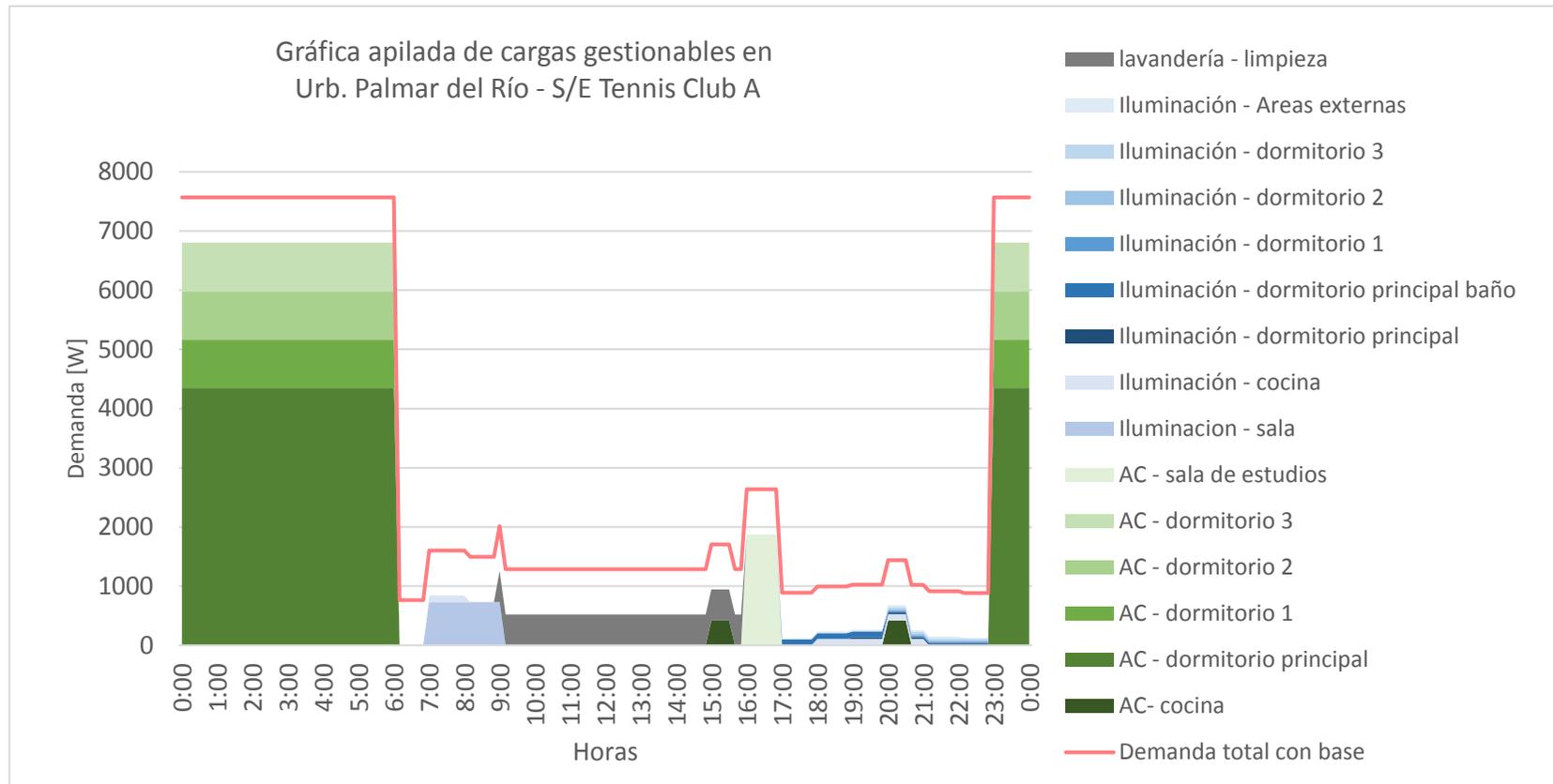


Figura 3.8: Comportamiento de uso de cargas gestionables en Urb. Palmar del Río

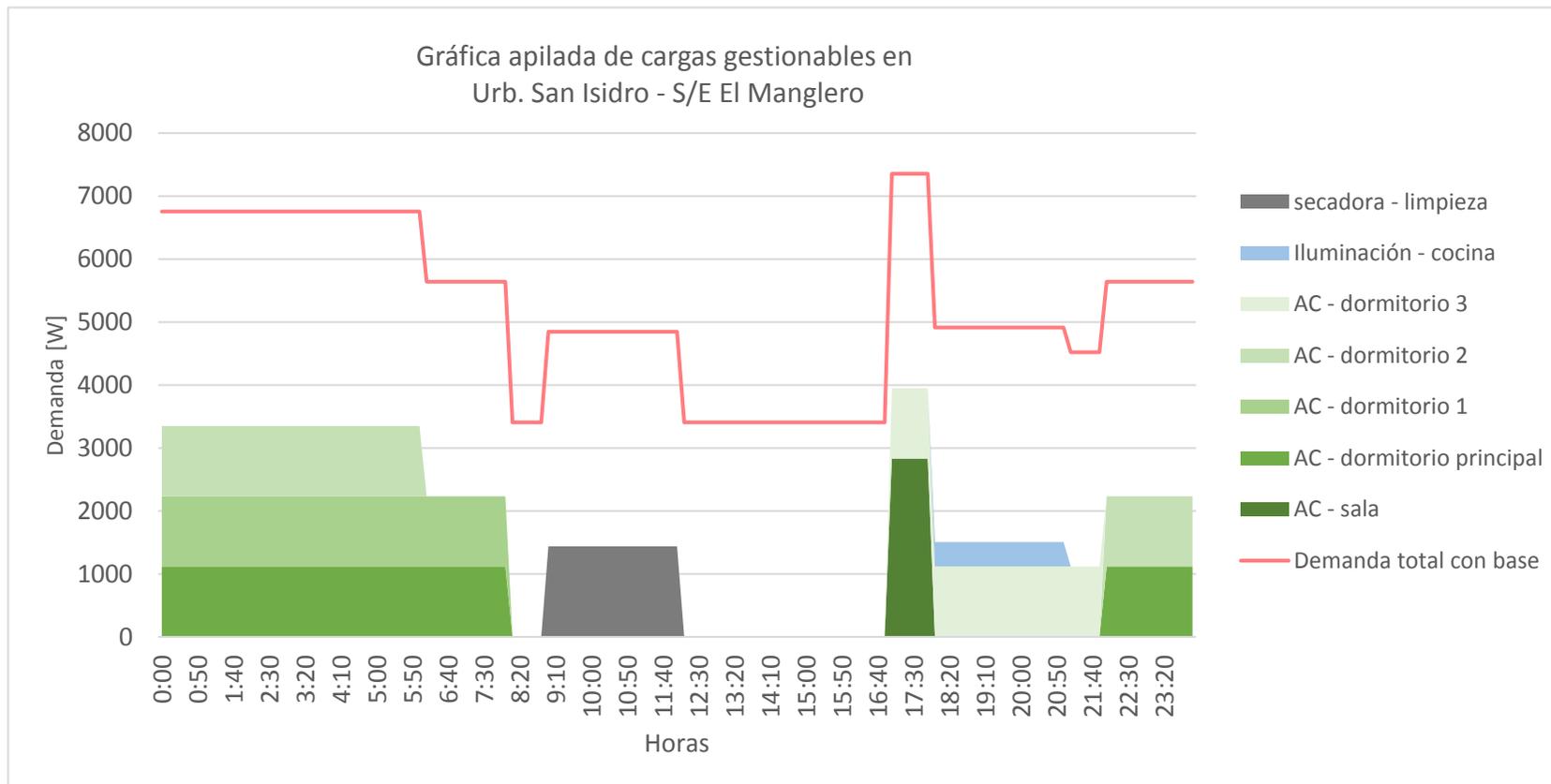


Figura 3.9: Comportamiento de uso de cargas gestionables en Urb. San Isidro

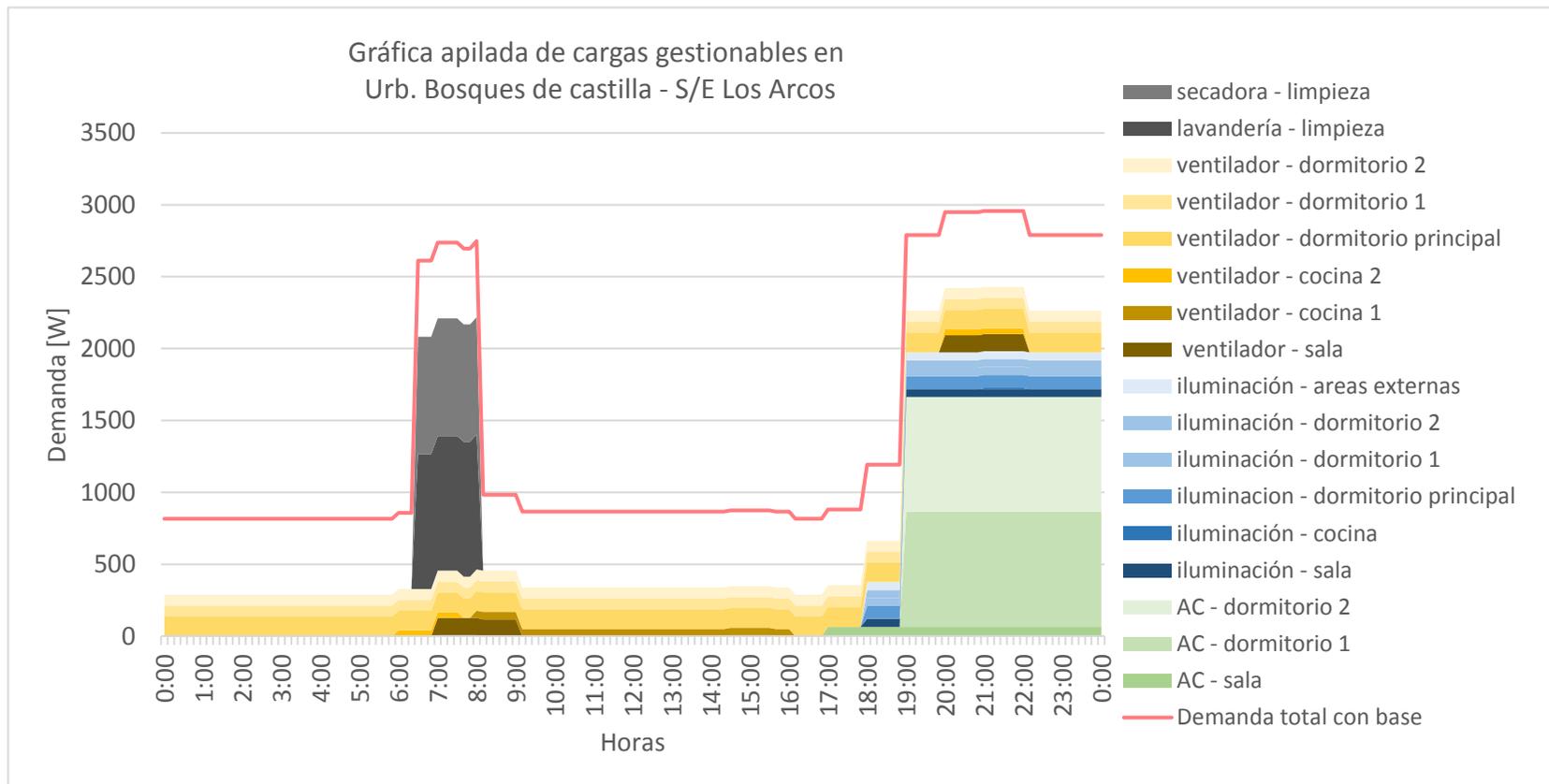


Figura 3.10: Comportamiento de uso de cargas gestionables en Urb. Bosques de Castilla

En la Figura 3.7 a 3.10 los tonos: verde, azul, amarillo y negro representan los diferentes tipos de equipos por categoría de electrodoméstico gestionable según el área al que pertenecen, y comprenden: Acondicionador de aire, iluminación, ventilador y secadora-lavadora, y la línea de color magenta que representa la curva de demanda acumulada por hora en la que se incluye la demanda base. Se puede observar que los bloques mas significativos de demanda corresponden a la carga de acondicionador de aire, seguido de los ventiladores y la carga de iluminación. El intervalo de uso de estos equipos coincide con las horas pico identificadas en capítulos anteriores; el intervalo de uso de los servicios de limpieza lavandería y secadora varía en función de la capacidad de adquisición de personas para labores domésticas.

	Urb. Vista al parque	Urb. Palmar del Río	Urb. San Isidro	Urb. Bosques de Castilla
Demanda base [W]	548	813.6	3406	528
Hora de registro de demanda base	10:30 - 12:30	15:20 - 16:30	17:00 - 18:30	17:00 - 18:30
Cargas conectadas durante el registro de la demanda base	ventilador, refrigerador	refrigerador, extractor de cocina	ventilador, refrigerador, lavadora, iluminación de belleza, acondicionador de aire	dos refrigeradoras pequeñas, una refrigeradora grande y ventiladores.
Número de personas que habitan en la residencia	4	4	9	4

Tabla 16: Datos característicos del registro de demanda en las residencias en análisis.

La Tabla 16 permite discernir a grosso modo la relación entre el consumo de demanda base durante el intervalo de tiempo de toma de datos, el número de personas que habitan la vivienda en

incluso la relación entre ubicación de la residencia en la zona. Se puede indicar que entre las 10:30 y 18:30 que se realizó la toma de datos esta demanda base corresponde en mayoría al consumo del refrigerador y de ventiladores. Se observó que el diseño estructural de las viviendas no brinda un nivel adecuado de confort en la calidad de vida del usuario, por lo que incluso durante el día es necesario tener los ventiladores encendidos; considerando amplias áreas de construcción este hallazgo permitiría prestarle más enfoque durante el diseño al confort de la vivienda para evitar comprometer la dependencia de equipos que suplan esta necesidad luego de su construcción.

3.4 Métodos de desplazamiento de carga

Para evaluar la disposición del usuario residencial en la toma de acciones de reducción del consumo de energía y desplazamiento de carga en los electrodomésticos gestionables se ha considerado la implementación de una encuesta basada en tres propuestas de mejoras en su comportamiento de consumo, considerando una muestra de 15 personas.

La encuesta se basó en los electrodomésticos de mayor consumo: Acondicionador de aire, lavavajillas, lavadora, secadora, ducha eléctrica e iluminación e involucró cuestiones que permitan desplazar el uso de estos electrodomésticos fuera de los horarios identificados de horas pico,

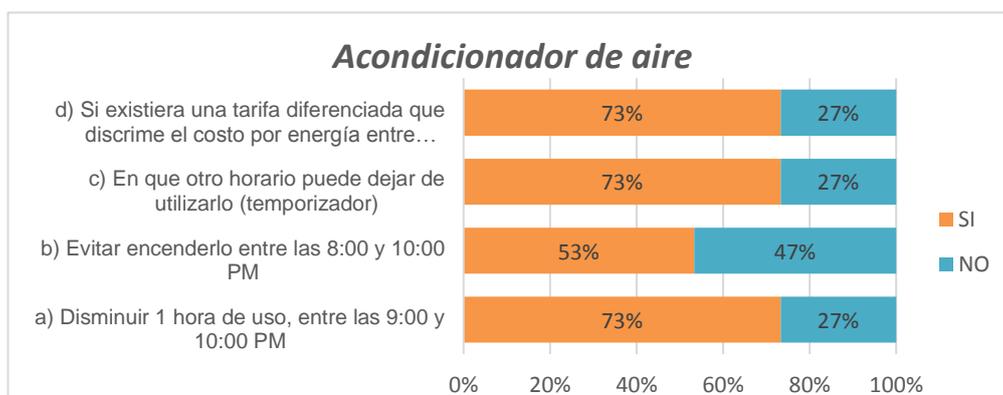


Figura 3.11: Resultados estrategias de desplazamiento y ahorro de consumo en acondicionador de aire

así como su reducción en consumo. Los resultados se perciben en la Figura 3.11 a 3.14 y en la Tabla 17.

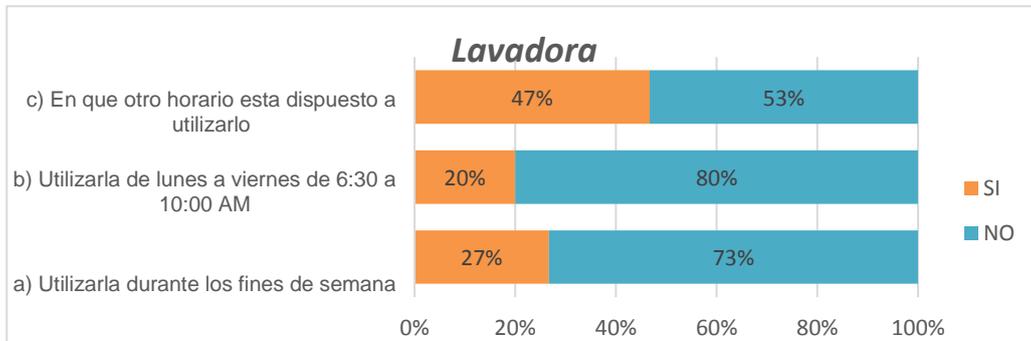


Figura 3.12: Resultados estrategias de desplazamiento y ahorro de consumo en equipos de lavandería.

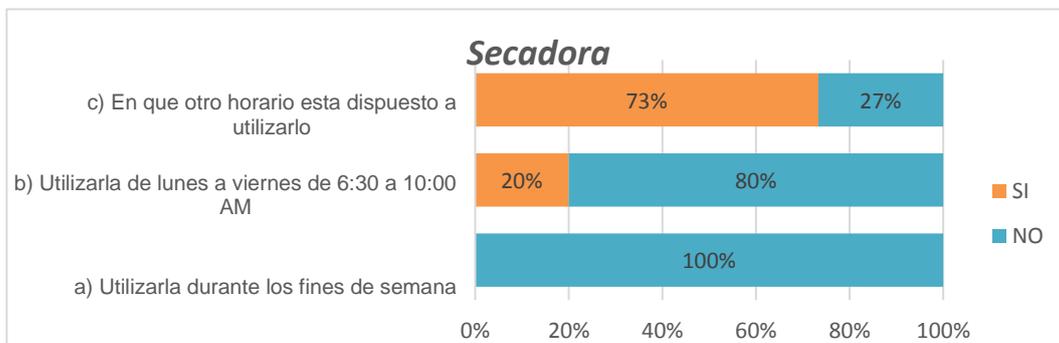


Figura 3.13: Resultados estrategias de desplazamiento y ahorro de consumo en secadora.

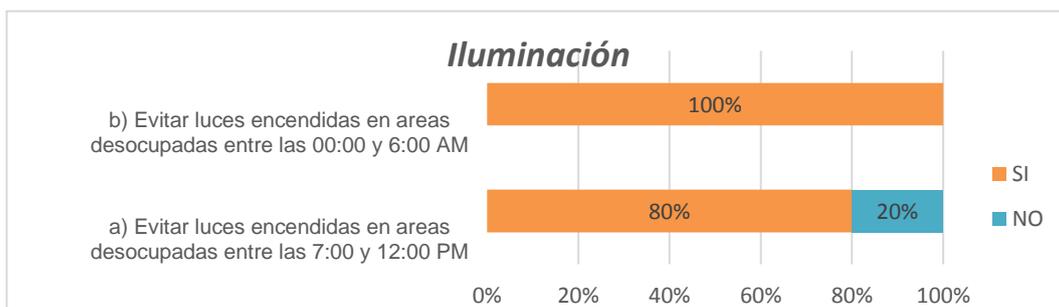


Figura 3.14: Resultados estrategias de desplazamiento y ahorro de consumo en Iluminación.

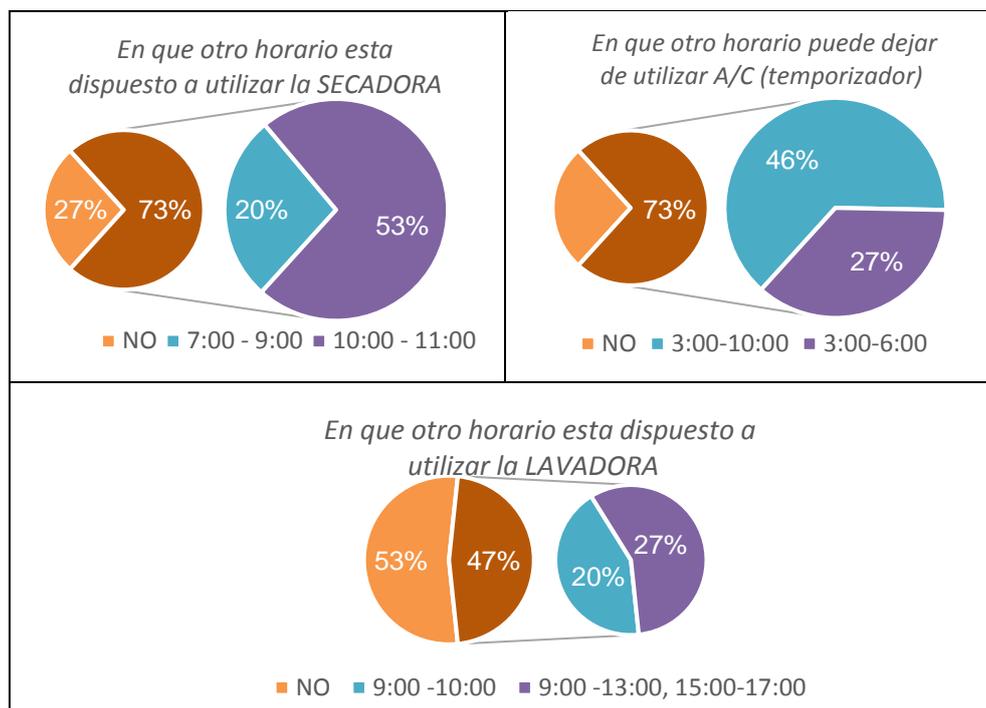


Tabla 17: Resultados encuestas de respuestas abiertas en A/C, lavadora y secadora.

En la Figura 3.11 a 3.14 y la Tabla 17, se aprecia respecto al acondicionador de aire que el 73% de usuarios residenciales prefiere disminuir/desplazar su consumo una hora de 9:00 a 10:00 PM, que evitar encenderlo dos horas; Esta mayoría está dispuesta a utilizar el temporizador programado hasta las 2:00 AM evitando su uso durante la madrugada, y si existiera una tarifa diferenciada de consumo tendrían un mayor incentivo en concienciar el ahorro energético de este equipo. En cuanto a la lavadora en promedio sólo el 25% prefiere realizar cambio de horario de uso durante fines de semana y de lunes a viernes por la mañana, el 75% posee personal de servicio que trabaja por horario y dedica este servicio entre las 9:00 AM y el medio día, este grupo no está dispuesto a cambiar sus hábitos de uso de lavandería; la recepción ante otra opción de horario de consumo es paritaria. Respecto a la secadora nadie está dispuesto a utilizarla durante los fines de semana, el 80% tampoco lo usaría de 6:30 a 10:00 AM, y del 73% que consideran poder desplazar su uso a otro horario, de estos la mayoría indicó que es posible

hacerlo de 10:00 AM a 11:00 AM. El 75% posee sistemas iluminación con mayoría LED y luces ahorradoras y en promedio el 90% está dispuestos a evitar dejar las luces encendidas en áreas desocupadas como medida de ahorro.

Estos resultados permiten identificar tres propuestas de desplazamiento y reducción de consumo en las cuatro subestaciones analizadas, lo que permitirá identificar el potencial de estas medidas en las curvas de consumo total en las subestaciones, estas propuestas se muestran a continuación en la Tabla 18.

Propuesta A	<ul style="list-style-type: none"> • Desplazamiento de 1 hora de consumo de acondicionadores de aire durante las horas pico entre las 21:00 – 22:00 horas • Desplazamiento de uso de lavavajillas en horario nocturno es decir evitar su uso durante las 19:00 – 0:00 horas. • Desplazamiento de uso de lavadora y secadora de lunes a viernes a fines de semana. • Desplazamiento de uso de ducha eléctrica en horario nocturno es decir evitar su uso durante las 20:00 – 22:00 horas. • Evitar encender iluminación en áreas desocupadas entre las 19:00 – 00:00 horas
Propuesta B	<ul style="list-style-type: none"> • Desplazamiento de 1 hora de consumo de acondicionadores de aire durante las horas pico entre las 20:00 – 22:00 horas. • Desplazamiento de uso de lavavajillas en horario nocturno es decir evitar su uso durante las 19:00 – 0:00 horas. • Desplazamiento de uso de lavadora y secadora de lunes a viernes en horarios nocturnos a horarios diurnos de 6:30 a 10:00 horas. • Desplazamiento de uso de ducha eléctrica en horario nocturno es decir evitar su uso durante las 20:00 – 22:00 horas. • Evitar encender iluminación en áreas desocupadas entre las 19:00 – 00:00 horas
Propuesta C	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de uso de acondicionador de aire de 00:00 – 6:00 horas. • Desplazamiento de uso de lavadora y secadora de lunes a viernes según disposición del abonado. • Reducción de consumo de ducha eléctrica por cambio de fuente energética (gas natural – biomasa) • Evitar encender iluminación en áreas desocupadas entre las 00:00 – 6:00 horas

Tabla 18: Propuestas de desplazamiento de carga

Las propuestas A y B de la Tabla 18 tienen como intención disminuir únicamente los consumos picos con el fin de homogenizar la curva de consumo del usuario final, de forma similar la propuesta C busca identificar la disposición del usuario a implementar un cambio en el comportamiento de consumo mediante preguntas abiertas.

3.5 Evaluación de propuestas de desplazamiento de carga

Al evaluar las tres propuestas en las curvas de demanda diaria de las subestaciones analizadas, se observa como la afectación de cada una de ellas modifica las curvas de demanda diaria según el nivel de aceptación del usuario residencial; mismo que varía en base al nivel económico del usuario, y fue obtenido en las encuestas realizadas en base a sectores dentro de la zona de estudio, y cuyos datos unificados se encuentran en la Tabla 18.

En las figuras 3.15 a 3.18 las 3 propuestas se han identificado con los colores: amarillo, azul y rojo.

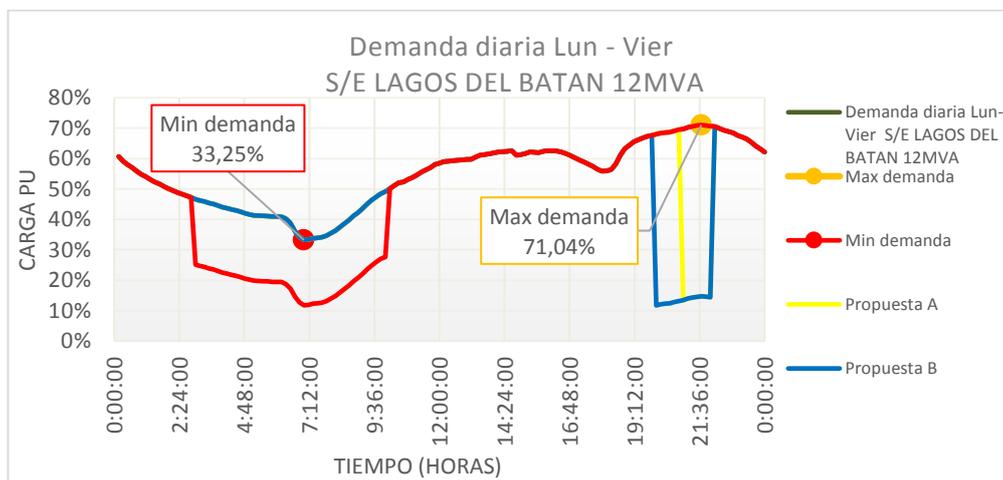


Figura 3.15: Evaluación de propuestas de desplazamiento de carga S/E LAGOS DEL BATAN

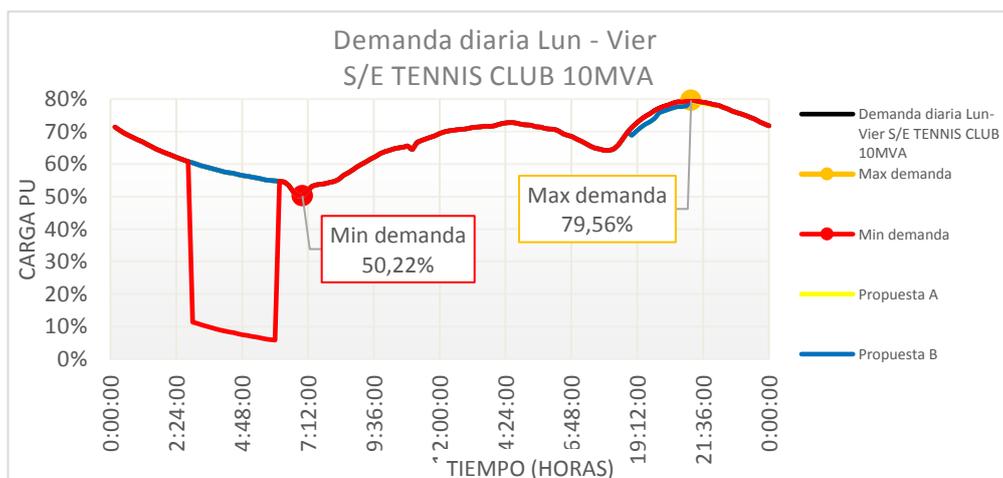


Figura 3.16: Evaluación de propuestas de desplazamiento de carga S/E TENNIS CLUB

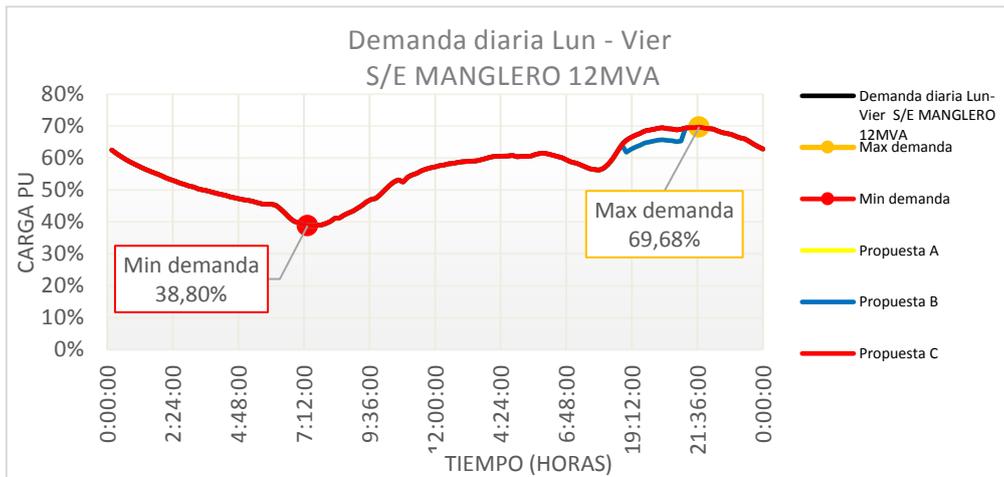


Figura 3.17: Evaluación de propuestas de desplazamiento de carga S/E MANGLERO

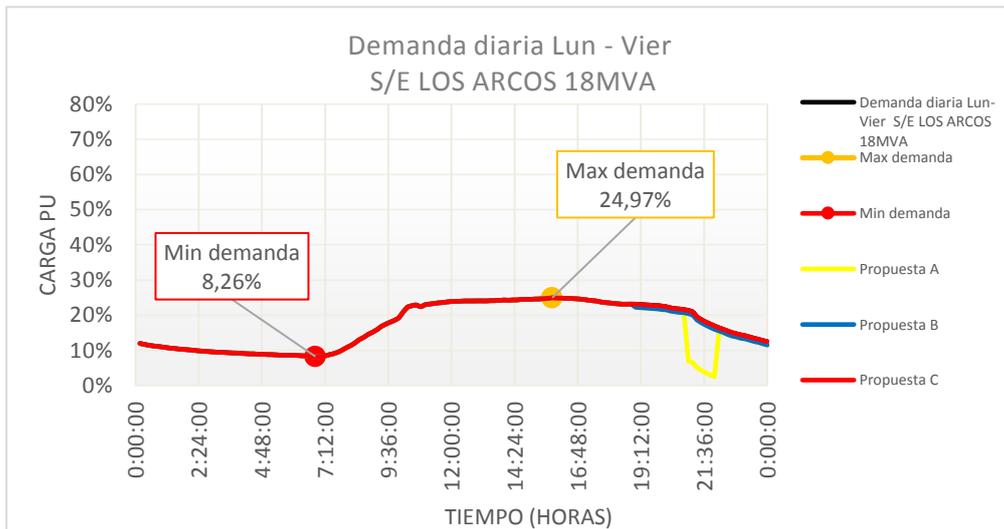


Figura 3.18: Evaluación de propuestas de desplazamiento de carga S/E LOS ARCOS

En las figuras 3.15 a 3.18 se aprecia que el grado de modificación de las curvas de demanda diaria difiere según el nivel de aceptación de las propuestas de la muestra, la S/E El Batán es la que mayor variación posee cuando se introducen las 3 estrategias. Al evaluar los resultados de la metodología en la matriz de nivel de envejecimiento se obtiene un ligero aumento en el tiempo de vida útil de los transformadores como se muestra en la Tabla 19; el impacto en la reducción del nivel de envejecimiento varía según la propuesta utilizada, se puede observar que

para la S/E Tennis Club y S/E Manglero la mejor propuesta corresponde a la Opción A con un aumento del tiempo de vida útil de 1 mes 4 días y 3 meses 2 días respectivamente; en cambio la S/E El Batán obtiene una mejora significativa de hasta 6 meses 2 días con la propuesta B, y la S/E Los Arcos debido a su poca cargabilidad no posee afectación en su tiempo de vida útil es decir este se mantendrá por encima de la referencia del tiempo de vida útil del aislante durante los 20 años de análisis.

		S/E TENNIS CLUB T1	S/E MANGLERO	S/E LOS ARCOS	S/E EL BATAN	
Tiempo máximo de vida útil	Situación Actual	12 años, 3 meses y 7 días	14 años, 9 meses y 25 días	20+	13 años, 1 meses y 15 días	
	Propuestas	A	12 años, 4 meses y 11 días	15 años y 27 días	20+	13 años, 4 meses y 20 días
		B	12 años, 4 meses y 7 días	15 años y 27 días	20+	13 años, 7 meses y 17 días
		C	12 años, 3 meses y 13 días	14 años, 9 meses y 25 días	20+	13 años, 1 meses y 17 días

Tabla 19: Efectos en el nivel de envejecimiento según la aplicación de propuestas.

Al aplicar estas propuestas en las curvas de carga no se obtuvo un cambio considerable en el nivel de envejecimiento y por tanto en el tiempo máximo de vida útil, esto debido a que el factor de crecimiento anual no se modifica en las consideraciones de cambio de comportamiento de consumo en los 20 años de análisis.

3.6 Resumen de la afectación de las subestaciones analizadas

En la Tabla 19 se exhibe el aumento de vida útil de los transformadores de potencia analizados, de los cuales el mayor aumento se observa en la S/E Manglero el cual extiende su vida útil con las Propuesta A o B poco más de 3 meses; estos resultados están basados sobre el desplazamiento o reducción de cargas únicamente gestionables, tal como se indicó en el capítulo previo. Los transformadores de potencia de la S/E Tennis Club (T1) y S/E El Batán aumentan su tiempo de vida útil en un mes una semana, y dos meses tres semanas respectivamente,

mientras que en el transformador de la S/E Los Arcos la afectación es imperceptible, dado que tiene una cargabilidad máxima de 0.25 pu.

La justificación de estos resultados se expresa a continuación mediante las variables que acotaron la viabilidad de las propuestas en análisis.

3.7 Variables limitantes

Se han establecido diferentes variables que han limitado la afectación de las metodologías descritas durante el desarrollo del estudio; y estas son:

- El factor equivalente de aceleración de envejecimiento (F_{EQA}), en su formulación es poco sensible para cargas inferiores a 0.80 pu del transformador.
- Los datos disponibles de cargabilidad del sistema de telemetría de CNEL GLR no corresponden al mes de la estación de mayor demanda en el año; el análisis de envejecimiento se realizó considerando un promedio a partir del mes actual perteneciente a verano temporada de menor demanda.
- Los factores de crecimiento de demanda anual, están basados en proyecciones que utilizan parámetros tales como el tipo de cliente, número de abonados por tipo de cliente, factores de crecimiento (diferentes para cada zona o tipo de cliente), histórico de cargas registradas, crecimiento poblacional, probabilidades, etc. Estas variables son individuales y específicas para cada sector por tipo de usuario, de esta forma es posible identificar comportamientos intrínsecos según el tipo de abonado. Se debe considerar que el desarrollo de este proyecto se ha orientado exclusivamente al sector residencial debido al acceso limitado a información en el sector comercial e industrial.
- Algunas subestaciones de la zona estudiada tienen un alto porcentaje de carga comercial, la cual no ha sido gestionada, por lo que el desplazamiento o reducción en este tipo de carga no puede estudiarse mediante las mismas consideraciones.

- De forma general el 75% de los abonados del sector Vía Puntilla – Samborondón poseen personal de servicios, siendo limitante al momento de introducir un desplazamiento de cargas gestionables por el horario laboral que estos disponen. Sin embargo, los propietarios están dispuestos a reducir sus hábitos de consumo con actividades específicas de concienciación de uso de energía.
- Si las tarifas de consumo eléctrico fueran diferenciadas por horario, el usuario residencial tendría mayor estímulo para modular sus comportamientos respecto a ahorro de energía, a pesar de que la estrategia no les agrade.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En base a las preguntas de investigación planteadas en el capítulo de introducción se describen las siguientes conclusiones:

Se encontró que se pierde el 100% de la vida útil del aislante sólido de los transformadores de potencia de las subestaciones: Tennis Club A, Batán y Manglero cuando ocurren respectivamente un número acumulado de fallas de: 11, 13 y 15, entre 9 y 5 años antes de la referencia 20.5 años.

Si se mantiene el comportamiento de consumo eléctrico de las subestaciones Tennis Club A, Batán y Manglero, deberán invertir en mejoras en planes de mantenimiento, reemplazar el activo o planificar la implementación de una nueva subestación antes de los años 2026, 2023 y 2027, cuando teóricamente se alcanza el 100% de degradación del aislante sólido.

El análisis del nivel de envejecimiento del aislante sólido del transformador de potencia permite pronosticar el año en que se debería invertir en un nuevo activo.

El mantenimiento periódico de transformadores de potencia tiene un menor impacto sobre el envejecimiento anual del transformador cuando estos poseen una cargabilidad inferior al 80%.

La variabilidad en la aceptación de las propuestas de desplazamiento de carga radica en la diversidad de estilos de vida inherentes de la zona, nivel de consumo e inclinación por el confort energético; su aplicación sobre equipos gestionables mantiene el confort de los usuarios mientras realiza un cambio de hábitos de consumo.

Mediante los métodos de reducción de carga propuestos no ha sido posible realizar una linealización de las curvas de cargas típicas de cada subestación, sin embargo, ha sido posible disminuir su cargabilidad promedio.

La influencia del comportamiento de los abonados de tipo residencial sobre las propuestas de desplazamiento o reducción de carga obtuvieron un ligero

incremento en el porcentaje de tiempo de vida útil. En consecuencia, se requiere de otras alternativas para aumentar el tiempo de servicio de los transformadores en esta zona, tales como la planificación de entrada de nuevas subestaciones en los sectores que presentan un mayor porcentaje de crecimiento de demanda, la liberación de los subsidios de electricidad a nivel residencial para que la mejora en los comportamientos de consumo sea más plausible respecto al aumento del tiempo de vida útil de los transformadores de potencia.

La inserción de tecnologías de gestión de demanda por desagregación de consumo energético en los sectores: residencial, comercial e industrial con un consumo total del 91% de electricidad permitiría identificar el consumo mayoritario de los usos finales de la energía, estableciendo una base para la implementación de estrategias de sustitución de fuentes o aplicación de medidas de eficiencia energética.

Los resultados confirman que la extensión de la vida útil de los transformadores de potencia mediante la implementación de estrategias de mejora en hábitos de consumo implica también una reducción en la cantidad de pérdidas a nivel de distribución, ralentizando el envejecimiento del tendido eléctrico; corroborando la viabilidad de incorporar al usuario residencial como ente activo en la gestión de demanda por parte de las empresas distribuidoras, se propendería alcanzar la eficiencia energética en complemento a la inserción de tecnologías de medición de infraestructura avanzada (AMI) por sus siglas en inglés Advanced Measurement Infrastructure para el control de consumo de energía.

Durante el desarrollo del proyecto se estableció el alcance y los límites del mismo; por ello se exponen las siguientes recomendaciones para ampliar el desarrollo del proyecto:

Incluir otras variables que influyan en el deterioro del aislante del transformador, tales como la variación del clima, tipo de enfriamiento, históricos detallados de mantenimiento; además de considerar planes de expansión en distribución que permitan estimar con mayor certeza su tiempo de servicio y en las subestaciones existentes.

Mantener una actualización constante de los índices de incremento de carga reales para las subestaciones en estudio de forma que permita propiciar un mejor análisis en el nivel de envejecimiento de la vida útil de estos equipos.

Maximizar la eficiencia de transformadores evitando sub-utilizarlos, enfocando esfuerzos en la implementación de mantenimientos cuando estos operen alrededor del 80% de su potencia nominal.

Aplicar nuevas propuestas de mejora de hábitos de consumo en zonas con población de estrato social medio o bajo, debido a la posible mayor aceptación de las estrategias de gestión de demanda.

Implementación de equipos de monitoreo y registro en línea de parámetros del transformador, tales como: la temperatura del bobinado, temperaturas internas del transformador, contenido de gases del aceite aislante, entre otros.

Para lograr que el usuario residencial tenga mayor interés en la modulación del comportamiento de carga sería conveniente establecer incentivos económicos mediante la inserción de tarifas diferenciadas por hora, similar a lo que sucede en el despacho económico a nivel de transmisión.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Grebus, «Energía, Cambio Climático y Desarrollo Sostenible,» Blog de WordPress.com., 10 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://grebus.wordpress.com/2015/09/10/desplazamiento-de-la-demanda-que-es-y-para-que-sirve/>. [Último acceso: 29 Mayo 2017].
- [2] A. Conchado y P. Linares, «Estimación de los beneficios de la gestión activa de la demanda,» *Cuadernos económicos de ICE*, nº 79, pp. 199-201, 2010.
- [3] L. R. y. C. A. Geertje Schuitema, «El rol del consumidor en sistemas energéticos flexibles,» *IEEE Power & Energy magazine*, vol. 14, nº 1, pp. 54, párrafo 2, Enero/Febrero 2017.
- [4] ABB, «Taking the first steps toward condition-based maintenance,» *ABB white paper*.
- [5] F. I. Avila Swinburn, «Diseño de un sistema de gestión de demanda basado en lógica difusa para micro-redes,» Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, 2013.
- [6] V. Sokolov, «Considerations on power transformer Condition- Based Maintenance,» de *EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII*, New Orleans, LA, 2000.
- [7] C. W. G. 12.18, «Guidelines for Life Management techniques for Power Transformers,» Draft final report, 2002.
- [8] K. Srivastava, M. Wang y A. Vandermaar, «Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service,» *IEEE electrical Insulation Magazine*, vol. 18, nº 6, pp. 15-20, November/December 2002.

- [9] A. A. Abdelmalik, «Power Transformer Life Management; Relevance to Nigerian Power Industry,» *Physical Review & Research International*, pp. 238-240, 2013.
- [10] R. D. Castillo Narváez y R. J. Sinchiguano Chiluisa, «Estudio de causas de fallas en transformadores de distribución de la empresa eléctrica Quito,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2013.
- [11] A. Van Schijndel, P. Wouters, E. Steennis y J. Wetzer, «Approach for an integral power transformer reliability model,» *European Transactions on Electrical Power*, vol. 22, p. 492, 2012.
- [12] T. C. o. t. I. P. & E. Society, «IEEE Guide for the Interpretation of gases generated in Oil-Immersed Transformers,» IEEE Power & Energy Society, New York, 2009.
- [13] M. Borja Dominguez, «La gestión de la demanda en el sector eléctrico español,» ICAI – Universidad Pontificia de Comillas, Madrid, 2012.
- [14] G. a. d. d. c. Samborondón, «Plan cantonal de desarrollo & plan de ordenamiento territorial,» Samborondón, 2015 - 2019.
- [15] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022,» 2013.
- [16] E. F. Queca Cadiz, «Tutorial GESTRAN 2.0 Software de cálculo de la vida útil de transformadores de potencia,» *Researchgate*, 2013.
- [17] IEEE Power & Energy Society, «IEEE Standard test procedure for thermal evaluation of insulation systems for liquid-immersed distribution and power transformers,» 2012.
- [18] X. Zhang, R. Huan y W. Huang, «Oil-immersed transformer online hot spot temperature monitoring and accurate life lose calculation based on fiber Bragg grating sensor technology,» de *China international Conference on Electricity Distribution*, Shenzhen, 2014.

- [19] D. Zhou, Z. Wang, P. Jaman y C. Li, «Data Requisites for Transformer Statistical Lifetime Modelling - Part II: Combination of Random and Aging-Related Failures,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, nº 1, pp. 154-160, 2014.
- [20] D. D. Martin, «Effects of integrating renewables on the electrical grid: power and distribution transformers,» 2014.
- [21] IEEE Power & Energy Society, «IEEE Guide for Loading Mineral- Oil- Immersed power Transformers,» 1981.
- [22] O. Gouda, G. Amer y W. Salem, «Predicting transformer temperature rise and loss of life in the presence of harmonic load currents,» *Ain Shams Engineering Journal*, pp. 113-121, 2012.
- [23] M. Borja Domínguez, «La gestión de la demanda en el sector eléctrico español,» Madrid, Mayo del 2012.

ANEXO A

LEVANTAMIENTO DE DATOS DE DEMANDA RESIDENCIAL DE LOS ELECTRODOMÉSTICOS GESTIONABLES

<i>Cartilla de consumo por residencia</i>			
Urbanización	VISTA AL PARQUE		
Nro. de personas	4		
¿Qué está encendido en la demanda base?	refrigerador, ventilador		
	Demanda base [W]	Demanda por encendido de dispositivo [W]	Intervalo de consumo típico [horas]
<i>Sala</i>			
AC	564	5200	7:00 - 8:00
Iluminación 1	564	945	17:00 - 18:00
Lámpara principal	564	727	7:00 - 8:00
<i>Cocina</i>			
AC			
Ventilador e iluminación 1	572	647	11:00 - 13:00
Ventilador e iluminación 2	576	748	11:00 - 13:00
Microondas	572	2320	2 min en cada comida
Plancha	542	1265	15:00 - 16:00
<i>Dormitorio principal</i>			
AC	394	1995	20:00 - 00:00
Iluminación 1	394	608	20:00 - 00:00
Iluminación 3 - baño	394	584	20:00 - 21:00
<i>Dormitorio 1</i>			
AC	727	2860	20:00 - 10:00
Ventilador	728	762	16:00 - 18:00
Iluminación 1	727	787	18:00 - 23:00
Iluminación 3 - baño	652	750	20:00 - 21:00
<i>Dormitorio 2</i>			
AC	650	1617	20:00 - 02:00
Ventilador	504	598	16:00 - 18:00
Iluminación 1	512	527	18:00 - 23:00
<i>Dormitorio 3</i>			
AC	315	1200	20:00 - 00:00
Ventilador	505	588	17:00 - 18:00
Iluminación 1	493	545	20:00 - 23:00
Iluminación 3 - baño	435	597	20:00 - 20:30
<i>Sala de estar</i>			
Ventilador	697	754	20:00 - 23:00
Iluminación 1	697	762	20:00 - 23:00
<i>Area de entretenimiento</i>			
Iluminación 1	612	1102	Fin de semana
AC	426	1500	
<i>Limpieza</i>			
Lavandería	498	1020	09:00 - 10:00
Secadora	598	1107	10:00 - 11:00
<i>comedor</i>			
Iluminación 1	428	731	14:00 - 15:00; 20:00 - 21:00

Figura A.1: Registro de consumo de electrodomésticos gestionables Urb. Vista al Parque

<i>Cartilla de consumo por residencia</i>			
Urbanización	PALMAR DEL RÍO		
Nro. de personas	4		
¿Qué está encendido en la demanda base?	ventilador, refrigerador, extractor de cocina		
	Demanda base [W]	Demanda por encendido de dispositivo [W]	Intervalo de consumo típico [horas]
<i>Sala</i>			
Iluminación 1	744	1476	7:00 - 9:00
<i>Cocina</i>			
AC	92	512	15-15,5 ; 20-20,5
Iluminación	744	852	7-8 ; 18-21
<i>Dormitorio principal</i>			
AC	824.4	5172	23:00 - 6:00
Iluminación 1	1020	1050	19:00 - 23:00
Iluminación 2	768	864	17:00 - 20:00
<i>Dormitorio 1</i>			
AC	658.8	1472.4	23:00 - 6:00
Iluminación 1	1020	1050	20:00 - 23:00
<i>Dormitorio 2</i>			
AC	658.8	1473.6	23:00 - 6:00
Iluminación 1	1020	1050	20:00 - 23:00
<i>Dormitorio 3</i>			
AC	658.8	1488	23:00 - 6:00
Iluminación 1	1020	1050	20:00 - 23:00
<i>Sala de estudio</i>			
AC	696	2568	16:00 - 17:00
<i>Áreas externas</i>			
Iluminación 1	1020	1050	17:00 - 22:00
<i>Limpieza</i>			
Lavandería	498	1020	9:00 - 16:00 lunes y jueves

Figura A.2: Registro de consumo de electrodomésticos gestionables Urb. Palmar del Río

<i>Cartilla de consumo por residencia</i>			
Urbanización	SAN ISIDRO		
Nro. de personas	9		
¿Qué está encendido en la demanda base?	ventilador, refrigerador, lavadora, iluminación de belleza, acondicionador de aire		
	Demanda base [W]	Demanda por encendido de dispositivo [W]	Intervalo de consumo típico [horas]
<i>Sala</i>			
AC	3696	6528	17:00 - 18:00
<i>Cocina</i>			
Iluminación	1932	2320.8	18:00 - 21:00
<i>Dormitorio principal</i>			
AC	3984	5100	22:00 - 8:00
<i>Dormitorio 1</i>			
AC	3984	5100	00:00 - 8:00
<i>Dormitorio 2</i>			
AC	3984	5100	22:00 - 6:00
<i>Dormitorio 3</i>			
AC	3984	5100	17:00 - 22:00
<i>Limpieza</i>			
Secadora	2280	3720	9:00 - 12:00

Figura A.3: Registro de consumo de electrodomésticos gestionables Urb. San Isidro

<i>Cartilla de consumo por residencia</i>			
Urbanización	BOSQUES DE CASTILLA		
Nro. de personas	6		
¿Qué está encendido en la demanda base?	Dos refrigeradoras pequeñas, una refrigeradora grande y ventiladores.		
	Demanda base [W]	Demanda por encendido de dispositivo [W]	Intervalo de consumo típico [horas]
<i>Sala</i>			
AC	447	512	17:00 - 00:00
Ventilador	525.6	643.2	7-9 ; 20-22
Iluminación 1	538.8	594	18:00 - 0:00
<i>Cocina</i>			
AC			
Ventilador	538.8	589.2	8:00 - 16:00
ventilador 2	538.8	579.6	6-7,5 ; 20-22
Iluminación	538.8	547.2	7-8; 2,5-3,5; 21-22
<i>Dormitorio principal</i>			
AC			
Ventilador	477.6	614.4	24 HORAS
Iluminación 1	477.6	567.6	18:00 - 00:00
<i>Dormitorio 1</i>			
AC	538.8	1338	19:00 - 0:00
Ventilador	538.8	614.4	24 HORAS
Iluminación 1	538.8	594	18:00 - 0:00
<i>Dormitorio 2</i>			
AC	538.8	1338	19:00 - 0:00
Ventilador	538.8	614.4	24 HORAS
Iluminación 1	538.8	594	18:00 - 0:00
<i>Áreas externas</i>			
Iluminación 1	538.8	594	18:00 - 0:00
<i>Limpieza</i>			
Lavandería	562.8	1500	6:30 - 8:00
Secadora	562.8	1380	6:30 - 8:00

Figura A.4: Registro de consumo de electrodomésticos gestionables Urb. Bosques de Castilla

ANEXO B

CURVAS DE DEMANDA DIARIA AL MES DE MAYO DE LAS
DEMÁS SUBESTACIONES DE LA ZONA PUNTILLA
SAMBORONDÓN CNEL-GLR.

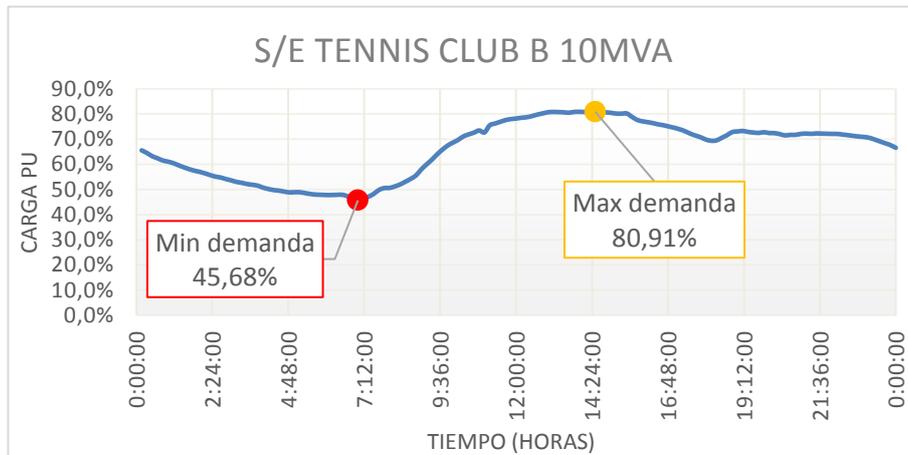


Figura B.1: Demanda diaria lunes a viernes S/E Tennis Club B

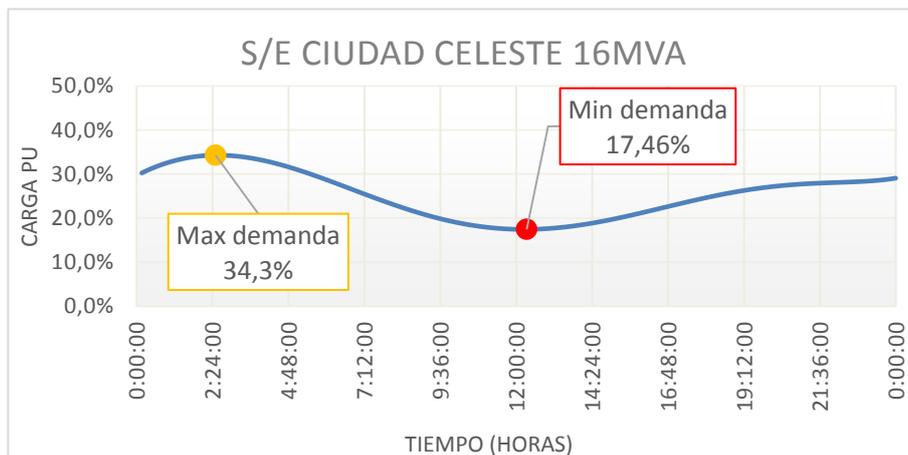


Figura B.2: Demanda diaria lunes a viernes S/E Ciudad Celeste

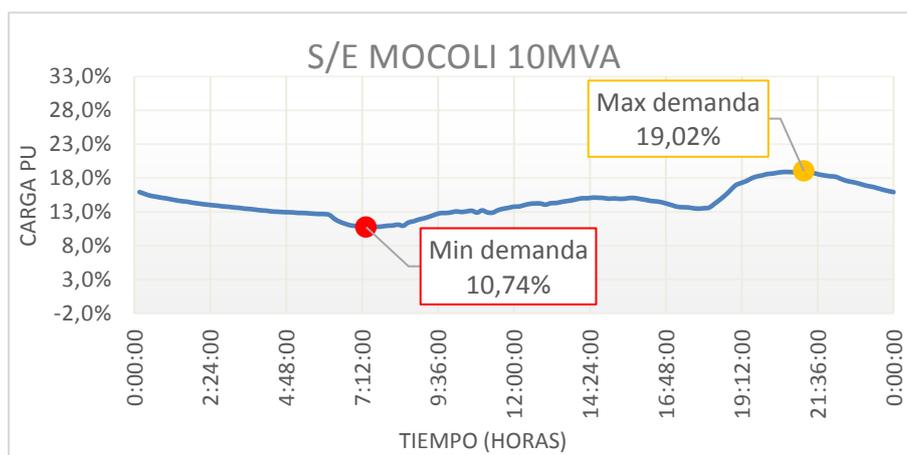


Figura B.3: Demanda diaria lunes a viernes S/E Mocolí

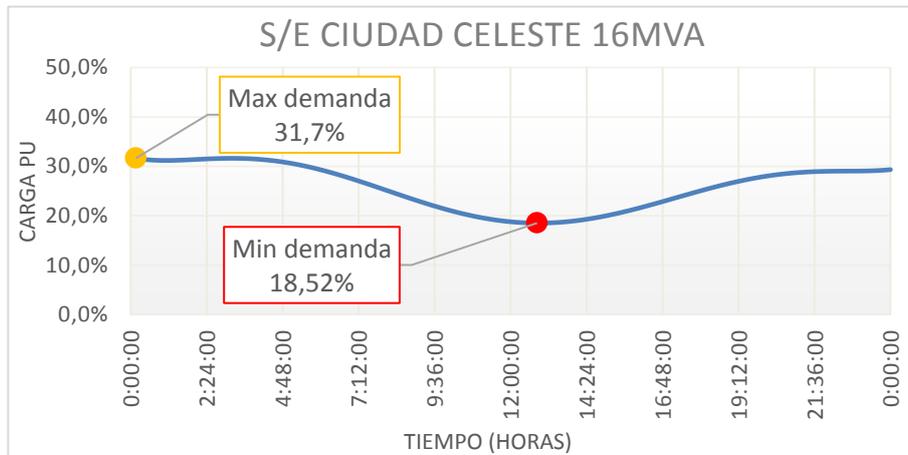


Figura B.4: Demanda diaria fin de semana S/E Ciudad Celeste

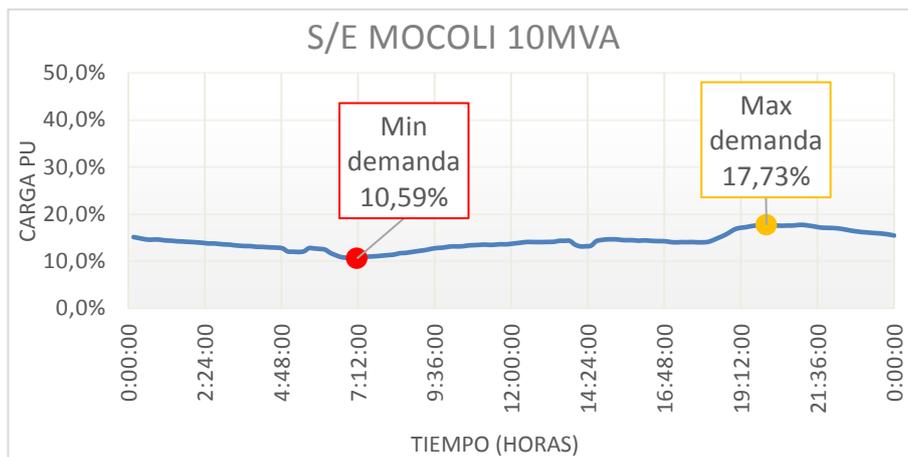


Figura B.5: Demanda diaria fin de semana S/E Mocolí



Figura B.6: Demanda fin de semana S/E Tennis Club B