

**GUÍA PARA EL CÁLCULO DEL PRONÓSTICO A CORTO PLAZO DE LA  
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA: CASO SANTANDER**

**AURA MILENA RUEDA DÍAZ  
EDINSON ENRIQUE SANCHEZ GALÁN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DEL SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

**2018**

**GUÍA PARA EL CÁLCULO DEL PRONÓSTICO A CORTO PLAZO DE LA  
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA: CASO SANTANDER**

**AURA MILENA RUEDA DÍAZ  
EDINSON ENRIQUE SANCHEZ GALÁN**

**Monografía presentada como requisito parcial para optar al título de:  
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica**

**Director:  
IVAN DAVID SERNA SUAREZ  
Magister en Ingeniería eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DEL SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

**2018**

## CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCIÓN .....	14
1. MARCO REGULATORIO COLOMBIANO PARA EL PRONÓSTICO DE DEMANDA A CORTO PLAZO .....	17
2. TRATAMIENTO Y MANEJO DE LA INFORMACIÓN HISTÓRICA DE DEMANDA Y TEMPERATURA .....	22
2.1. TIPOS DE DÍA .....	22
2.2 CORRELACIÓN DEMANDA-TEMPERATURA.....	24
2.2.1 Cálculo de correlación Demanda Vs Temperatura Santander .....	26
2.2.1.1 Correlación día ordinario.....	27
2.2.1.2 Correlación día sábado .....	29
2.2.1.3 Correlación día domingo .....	31
2.3 FLUJO DE INFORMACIÓN .....	33
3. PRONÓSTICO A CORTO PLAZO DE LA DEMANDA.....	36
3.1 INFORMACIÓN INICIAL.....	36
3.1.1 Pronóstico de Temperatura.....	36
3.1.2 Fecha inicial y final del pronóstico .....	36
3.1.3 Tipos de día .....	36
3.1.4 Datos históricos de demanda.....	37
3.1.5 Datos históricos de temperatura .....	37
3.2 CÁLCULO DE CURVAS UNITARIAS .....	37
3.3 CÁLCULO DEL PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.....	39

3.3.1 Cálculo de la curva de demanda pronosticada .....	43
3.3.2 Desconexiones programadas de activos del sistema eléctrico .....	44
3.3.3 Reporte del pronóstico al operador del sistema .....	44
4. CASO DE ESTUDIO .....	47
4.1 PRONÓSTICO ESSA .....	48
4.2 MAPE .....	49
4.2.1 Presentación de resultados .....	49
4.2.2 Evaluación de resultados .....	52
5. CONCLUSIONES .....	54
CITAS BIBLIOGRÁFICAS .....	56
BIBLIOGRAFÍA .....	60

## LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Diagrama de dispersión Demanda Vs Temperatura para día ordinario ..	27
Figura 2. Curvas de demanda de energía y temperatura para un día ordinario ....	28
Figura 3. Diagrama de dispersión Demanda Vs Temperatura para día sábado ....	29
Figura 4. Curvas de demanda de energía y temperatura para un día sábado .....	30
Figura 5. Diagrama de dispersión Demanda Vs Temperatura para día Domingo .	31
Figura 6. Curvas de demanda de energía y temperatura para un día Domingo ....	32
Figura 7. Flujo para la adquisición de información requerida en el cálculo del pronóstico de demanda .....	35
Figura 8. Curvas de demanda para tipos de día lunes .....	38
Figura 9. Curvas normalizadas de demanda para tipos de día lunes .....	39
Figura 10. Técnicas matemáticas para el cálculo del pronóstico .....	40
Figura 11. Representación gráfica regresión lineal múltiple .....	42
Figura 12. Formato para el reporte del pronóstico de demanda .....	45
Figura 13. Flujograma para el cálculo del pronóstico a corto plazo .....	46
Figura 14. Comparativo de resultados de pronósticos y demanda real .....	52

## LISTA DE TABLAS

	Pag
Tabla 1. Resumen de aspectos regulatorios.....	21
Tabla 2. Tipos de día .....	23
Tabla 3. Resumen factores de correlación para día ordinario, sábado y domingo.	33
Tabla 4. Resultados del pronóstico de demanda en el caso de estudio .....	50

## GLOSARIO

**CENTRO DE GESTIÓN DE LA MEDIDA (CGM):** Medio empleado por los representantes de fronteras comerciales para la interrogación, validación, crítica y almacenamiento de las lecturas obtenidas de los medidores de energía asociados a las diferentes fronteras que están bajo su responsabilidad [1].

**CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND):** “Dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional” [2].

**CÓDIGO DE REDES:** “Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el Sistema de Transmisión Nacional, de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994” [2].

**CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN (CNO):** Es el organismo encargado de definir los aspectos técnicos que deben cumplir los diferentes agentes del mercado para la correcta operación del sistema nacional [2].

**DESPACHO ECONÓMICO HORARIO:** “Es el proceso mediante el cual se obtiene para un período de 24 horas el programa horario de generación de los recursos del SIN despachados centralmente y además las transferencias horarias de energía por las interconexiones internacionales” [3].

**ERROR PORCENTUAL MEDIO ABSOLUTO (MAPE):** Indicador que permite medir el error porcentual del pronóstico al compararse con los valores reales.

**FRONTERAS COMERCIALES:** Es el punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios, conectados a las redes del Sistema Interconectado Nacional SIN, o entre diferentes niveles de tensión de un mismo Operador de Red, el cual tiene asociado un sistema de medida [1].

**MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN (MC):** Definida en la resolución CREG 097-2008 como el “Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR” [4].

**OPERADOR DE RED (OR):** Empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL [2].

**PORCENTAJE DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA (PENS):** Porcentaje de Energía No Suministrada en el mercado servido por el OR [5].

**UNIDAD DE CONTROL DE PRONÓSTICO (UCP):** demanda espacialmente contigua alimentada por la red de uno o varios OR, o cuando un OR tiene definida una UCP para administrar su carga principal [6].

## RESUMEN

**TÍTULO:** GUÍA PARA EL CÁLCULO DEL PRONÓSTICO A CORTO PLAZO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA: CASO SANTANDER

**AUTORES:** Aura Milena Rueda Díaz  
Edinson Enrique Sánchez Galán\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Pronóstico de demanda, mercados de comercialización, regresión lineal múltiple, correlación demanda y temperatura.

### DESCRIPCIÓN:

Actualmente la Electrificadora de Santander en calidad de Operador de Red y como representante del mercado de comercialización *USantander* entrega cada semana el pronóstico de demanda a corto plazo al operador del sistema como insumo para elaborar el despacho económico y de esta manera dar cumplimiento a la regulación vigente, sin embargo, la empresa no cuenta con un proceso documentado que involucre el flujo de información, las variables que afectan el cálculo del pronóstico, la evaluación de la proyección y tampoco cuenta con un método de cálculo establecido que se adapte a la realidad del consumo de energía en Santander. De acuerdo con lo mencionado, el presente documento establece una guía para el cálculo de pronóstico a corto plazo para la Electrificadora de Santander, en el cual se presenta un estudio de correlación entre la demanda de energía del departamento y la temperatura promedio horaria para Santander con el fin de conocer la influencia de esta variable en el pronóstico realizado; también se presenta la estructura del flujo de información requerida para realizar el cálculo del pronóstico estableciendo las fuentes de obtención de los datos; de igual manera se establece el método de regresión lineal múltiple como herramienta de cálculo de la proyección de demanda de energía y finalmente se muestra la efectividad del método mediante el uso del indicador internacional MAPE por sus siglas en inglés Mean Absolute Percentage Error o Porcentaje de Error Medio Absoluto, el cual contrasta los datos reales medidos contra los pronosticados.

---

\*\*Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en sistemas de distribución de energía eléctrica. Director: M. Sc. Iván David Serna Suarez.

## ABSTRACT

**TITLE:** GUIDELINE FOR A SHORT TERM FORECAST CALCULATION OF ENERGY POWER DEMAND: SANTANDER'S CASE

**AUTHORS:** Aura Milena Rueda Díaz

Edinson Enrique Sánchez Galán \*\*

**KEY WORDS:** Energy demand forecast, energy commercialization markets, multiple linear regression, demand and temperature correlation.

### DESCRIPTION:

Nowadays Electrificadora de Santander Company, assuming its responsibilities as energy utility, and wholesale market retailer (USantander), weekly provides the short term demand forecast to the system operator which use this information as input for the economical dispatch computation to fulfill the current regulation; however, the company does not possess neither a well-documented process that takes into account the information flow, variables that might affect forecast calculation, projection evaluation nor an established computation method to estimate represents the real energy consumption in Santander's region. According this here is presented a guideline for the Electrificadora de Santander's short term forecast calculation, in which it is presented a study that uses correlation between department's energy demand and Santander's average hourly temperature to state the influence of these variables over the forecast made likewise it is presented the required information flux to obtain a calculus where data sources are defined. Additionally to this, the multiple linear regression method is the tool used for the projection of energy demand calculation. Finally, the effectiveness of the method is measured by using the MAPE (Mean Absolute Percentage Error) international index which compares real data against forecasted data.

---

\*\*Monograph

\*\*Physical-Mechanics Engineering faculty. School of Electrical, Electronics and Telecommunication Engineering. Specialization in Electrical Energy Distribution Systems. Director: MSc. Iván David Serna Suarez

## INTRODUCCIÓN

En el sistema eléctrico de potencia es importante calcular el pronóstico de demanda de energía, de modo que se puedan dimensionar los activos desde aspectos técnicos, operativos, constructivos y económicos, haciéndolos más robustos y eficientes. El pronóstico de demanda de energía se realiza para tres horizontes de tiempo: Pronóstico a largo plazo (1 año en adelante) el cual se utiliza para realizar los planes de expansión del sistema interconectado nacional; este tipo de pronóstico relaciona variables como el crecimiento demográfico y el producto interno bruto. En segundo lugar, se encuentra el pronóstico a mediano plazo (1 a 12 meses) que está asociado directamente con la planeación de los mantenimientos de los sistemas eléctricos, permitiendo a los operadores identificar los periodos de tiempo más adecuados para intervenir preventivamente sus activos [7]. Por último, el pronóstico a corto plazo (1 a 4 semanas) es el que el operador del sistema utiliza para realizar el despacho económico diario de la generación para los 24 periodos de cada día de la semana. A su vez, este pronóstico es importante para los operadores de red, ya que permite determinar acciones sobre su sistema en operación normal o ante contingencia de alguno de sus activos [8], [9]. El actual trabajo aborda el pronóstico a corto plazo con resolución horaria, según lo exige la resolución CREG 025 de 1995 y el acuerdo CNO 1020 de 2017.

Realizar un pronóstico de la demanda de energía en periodos cortos de tiempo resulta ser una tarea difícil debido a la variabilidad del comportamiento de la demanda, esto obedece a los hábitos humanos y a la incidencia de factores que alteran la magnitud del consumo de la energía eléctrica, como la temperatura, la humedad, el viento, entre otras. Identificar estas variables y estos patrones no resulta fácil [10], sin embargo, pueden ser diferenciados si los operadores de red consolidan una base de datos de demanda y de las posibles variables que inciden

en el comportamiento del consumo de energía [11]. Algunos Operadores de Red han clasificado el comportamiento de la demanda en las llamadas curvas típicas.

En la literatura existen diversos métodos para realizar pronósticos, encontrando patrones mediante tratamiento estadístico y aprovechando dichos elementos e involucrando otros factores para calcular el valor futuro de una variable. Algunos métodos utilizados son: promedios móviles simples y ponderados, regresión lineal simple y múltiple, Redes Neuronales (RNA), Maquinas de Soporte Vectorial (SVM), modelos autoregresivos de media móvil (ARIMA) [10], [12]. Estos métodos son igualmente válidos, sin embargo, cada uno puede ser superior a otro dependiendo de las características de la serie temporal que representan los datos de la variable a pronosticar y de los demás elementos que puedan afectar el valor futuro de la misma.

El objetivo principal de esta guía se enfoca en lograr una disminución del indicador internacional MAPE para la Electrificadora de Santander, indicador por el cual el operador del sistema evalúa la calidad de los pronósticos entregados por los Operadores de Red. Actualmente la Electrificadora de Santander realiza el pronóstico cada semana como cumplimiento regulatorio, pero el método utilizado contempla elementos empíricos basados en la experiencia y no en el análisis estadístico de la serie temporal que representan los datos horarios de la demanda de energía eléctrica. El actual trabajo propone los métodos estadísticos más adecuados con base en los datos disponibles de modo que la empresa pueda realizar un pronóstico de calidad sin depender de la experiencia sino de la información histórica.

Esta monografía está estructurada de la siguiente manera: En el capítulo 1 se presenta el marco regulatorio por el cual se exige la elaboración del pronóstico de demanda. En el capítulo 2 se describe el origen de la información necesaria para el

respectivo cálculo y se muestra un estudio de correlación entre la demanda de energía y la temperatura. En el capítulo 3 se establece los métodos para el cálculo del pronóstico y finalmente, en el capítulo 4, se realiza una evaluación de la calidad del pronóstico realizado a través de un caso de estudio.

## **1. MARCO REGULATORIO COLOMBIANO PARA EL PRONÓSTICO DE DEMANDA A CORTO PLAZO**

Con el fin de lograr un adecuado programa de generación de energía en el país y por ende un correcto funcionamiento del sistema eléctrico, desde 1995 la comisión de regulación de energía y gas en Colombia (CREG), a través del Código de Operación establecido como anexo en la resolución CREG 025-1995 empezó a exigir a las empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica la elaboración de un pronóstico de energía a corto plazo. La proyección debe contener la curva de carga diaria con una resolución horaria para la semana siguiente y el valor de demanda máxima en los periodos de punta establecidos como 19, 20 y 21. Este requerimiento se plasma en el numeral 3 de este anexo como parte de la determinación del despacho económico horario de generación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) [3].

De acuerdo a lo anterior, el código de operación exige que se realice la predicción horaria de la demanda para cada hora de cada día de la semana siguiente por área operativa, siendo estas últimas determinadas por el Centro Nacional de Despacho (CND) y definidas como “el conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presentan algunas restricciones eléctricas que limitan los intercambios con el resto del sistema nacional”. Este pronóstico deberá ser entregado por las empresas al CND antes del día viernes a las 13:00 horas [3].

El procedimiento para realizar esta predicción de demanda semanal fue establecido por el Consejo Nacional de Operación (CNO) en su acuerdo 20 del 1999. En este primer acuerdo se unifica la nomenclatura a utilizar, se da la definición de punta como la máxima potencia registrada en los periodos 19, 20 y 21 y se establece la manera de presentar la información para el despacho económico en los 24 periodos solicitados de cada día. De igual forma, se establece las posibilidades de obtener

las lecturas de demanda a través de medidores de energía, medidores de potencia o datos obtenidos a través del sistema SCADA de cada empresa y ratifica nuevamente la necesidad de que semanalmente cada representante de las áreas operativas suministre al CND el pronóstico de demanda de energía de cada uno de los periodos horarios para cada día de la semana siguiente además del pronóstico de la potencia máxima en los periodos de punta bajo formatos estándar establecidos para consignar y entregar dicha información [13].

En el 2001 el CNO en su acuerdo 126 introduce el concepto de Unidad de Control de Pronóstico (UCP) la cual representa una parte de la demanda nacional correspondiente a uno o varios Operadores de Red (OR). Cada UCP tiene un agente representante encargado de gestionar la información histórica de la demanda, reportar el pronóstico de demanda, y de potencia en los periodos de punta, bajo los lineamientos establecidos por el CNO y además reportar la demanda no atendida en la UCP que represente [6]. Por otro lado, para tener en cuenta en la estimación del pronóstico, este acuerdo identifica 6 tipos de día característicos de la siguiente manera:

“DO: Para días ordinarios. Lunes a viernes exceptuando los lunes festivos.

DS: Sábados

DDF: Domingos y/o festivos

LF: Lunes festivos

SALF: Sábados antes de lunes festivo

DOLF: Domingos antes de lunes festivo” [6].

Para el año 2004 entra en vigencia el acuerdo CNO 312 en el cual se define una UCP como la “demanda espacialmente contigua alimentada por la red de uno o varios OR, o cuando un OR tiene definida una UCP para administrar su carga principal” [14]. Bajo este concepto, toda la demanda en el sistema interconectado nacional debe estar incluida en una UCP garantizando de esta manera tener en

cuenta este valor al momento del despacho horario de energía. Bajo este acuerdo, se establece nuevamente las responsabilidades de los agentes representantes de cada UCP, garantizando de esta manera el reporte de la predicción de demanda requerido y el seguimiento del desempeño de su pronóstico basados en indicadores y parámetros establecidos por el comité de distribución. De igual forma, se presenta el flujo de la información del pronóstico con el fin de dar cumplimiento a lo exigido en el código de redes de 1995. Para este punto, el CND elaborará un pronóstico por cada UCP correspondiente a la siguiente semana comprendida entre el lunes siguiente y el domingo posterior y lo publicará los martes de cada semana. Entre el día jueves y viernes de esa misma semana a más tardar a las 13:00 horas los representantes de cada UCP entregarán su pronóstico por los medios y formatos definidos por el CNO, y dicha información será empleada para el despacho económico [14].

En el año 2006 el Consejo nacional de operación publica el acuerdo CNO 349 el cual modifica al 312 haciendo la claridad de que los agentes representantes de las UCP “deberán reportar al CND la demanda de potencia de los periodos 19, 20, y 21 y la demanda no atendida de la UCP que representan a más tardar a las 12:00 horas del tercer día calendario posterior a la operación” [15]. Posterior a esto, el 27 de julio de ese mismo año, después de adelantar diversos estudios que llevarían a mejorar la precisión y calidad del pronóstico suministrado por los diferentes administradores de UCP, entra en vigencia el acuerdo CNO 366, en el cual se ratifica el procedimiento establecido en el acuerdo CNO 349 para la entrega del pronóstico y además, agrega la posibilidad de que diariamente, los administradores y responsables de reportar semanalmente el pronóstico de demanda de cada UCP, puedan actualizar este pronóstico antes de las 07:30 horas del día anterior al despacho y para los días subsiguientes hasta el día domingo. Para este caso, el CND una vez recibida esta actualización, ajustará la información para los procesos del despacho económico y publicará los valores finales para conocimiento de todas las empresas [16].

Finalmente, el 09 de noviembre de 2017 entra en vigencia el acuerdo CNO 1020 por el cual se aprueban los procedimientos para la gestión integral de la demanda, cambiando en principio el concepto de UCP por Mercado de Comercialización (MC), definido en la resolución CREG 097-2008 como el “conjunto de usuarios regulados y No regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional (STR) y/o Distribución Local (SDL), servido por un mismo operador del red, y los conectados al Sistema de Transmisión Nacional (STN) del área de influencia del respectivo OR”, garantizando de esta manera que toda la demanda del Sistema Interconectado Nacional, pertenezca a un MC y sea tenida en cuenta en el despacho económico [4], [17]. En este acuerdo se presenta nuevamente las responsabilidades de los operadores de red en cuanto a la elaboración y entrega semanal al CND del pronóstico horario para la semana siguiente del MC que tenga a su cargo, considerando las fechas definidas anteriormente y el respectivo flujo de información. Este acuerdo sustituye el acuerdo CNO 349 y 366 [17].

La importancia de realizar la predicción horaria de demanda se evidencia también en el cálculo del indicador PENS - Porcentaje de Energía No Suministrada, establecido en la resolución CREG 093 y 094 de 2012 el cual se debe estimar ante la ocurrencia de eventos en activos del STR y STN. Para el cálculo de dicho indicador, se debe registrar el valor del pronóstico de demanda entregado por el agente representen del MC en el periodo anterior en la cual ocurre el evento, además del pronóstico entregado para el periodo en el cual se presenta el evento y se relaciona con la demanda real en dicho periodo. Si el pronóstico de demanda realizado difiere en un porcentaje considerable al valor de la demanda real este indicador podría presentar un valor superior al permitido, el cual está establecido en la resolución en 2% [5].

A continuación se presenta un resumen de los principales aspectos regulatorios en los cuales se evidencia la necesidad de realizar la predicción de la demanda en el corto plazo y los lineamientos para presentarla:

Tabla 1. Resumen de aspectos regulatorios

<b>Año</b>	<b>Resoluciones - Acuerdos</b>	<b>Descripción</b>
1995	Resolución CREG 025	Solicitud del pronóstico de demanda a corto plazo y el valor de demanda máxima en los periodos de punta
1999	Acuerdo CNO 20	Establece el procedimiento para realizar la predicción de demanda semanal. Fija nomenclatura y flujo de información
2001	Acuerdo CNO 126	Aparece el concepto de Unidad de Control de Pronóstico UCP
2004	Acuerdo CNO 312	Se establece nuevamente las responsabilidades de los agentes representantes de cada UCP y el flujo de información hacia el CND
2006	Acuerdo CNO 349	Reportar al CND la demanda de potencia de los periodos 19, 20, y 21 y la demanda no atendida de la UCP a más tardar a las 12:00 horas del tercer día calendario posterior a la operación
2006	Acuerdo CNO 366	Agrega la posibilidad de que diariamente, los administradores de cada UCP, puedan actualizar el pronóstico antes de las 07:30 horas del día anterior al despacho y para los días subsiguientes hasta el día domingo
2012	Resolución CREG 093 y 094	Presenta el cálculo del indicador PENS - Porcentaje de Energía No Suministrada ante la ocurrencia de eventos en activos del STR y STN. No debe superar el 2%.
2017	Acuerdo CNO 1020	Cambia el concepto de UCP por Mercado de comercialización (MC) definido en la resolución CREG 097-2008. Presenta nuevamente las responsabilidades de los OR con el MC y el flujo de información para la entrega del pronóstico. Sustituye los acuerdos CNO 349 y 366.

## **2. TRATAMIENTO Y MANEJO DE LA INFORMACIÓN HISTÓRICA DE DEMANDA Y TEMPERATURA**

En la construcción de una guía para el cálculo del pronóstico de energía a corto plazo, es importante identificar y estructurar la información necesaria para esto, teniendo en cuenta los datos de entrada, las fuentes de información y la relación con otras variables, con el fin de consolidar una base de datos histórica de demanda que sea confiable para realizar las proyecciones futuras.

En este capítulo se presentarán los aspectos generales para la clasificación y flujo de la información necesaria para el cálculo del pronóstico de la demanda, haciendo una descripción de las variables de entrada, la correlación entre las variables de demanda y temperatura y la manera más óptima para la organización de la información.

### **2.1. TIPOS DE DÍA**

Debido a que nuestro sistema social obedece a un orden establecido, se crean hábitos de consumo, es decir, se realizan acciones específicas a ciertas horas del día. Estas conductas se ven reflejadas en el consumo de energía eléctrica, como, por ejemplo: las cadenas de producción en la industria aumentan y disminuyen en diferentes periodos de tiempo, el aumento de consumo de los clientes residenciales se da en horas no laborales, los colegios, entidades públicas, comercio y demás también consumen energía en forma predeterminada debido a las actividades que realizan. Este comportamiento del consumo se proyecta en las llamadas “curvas de demanda”. Cuando se tiene un consolidado histórico de estos consumos es factible detectar estos comportamientos o patrones los cuales pueden repetirse día a día, mes a mes o año a año con variaciones en la magnitud de la energía y la demanda de potencia.

Estos hábitos humanos pueden llegar a generar patrones en el consumo de electricidad, no solo en el valor de la magnitud de la energía sino también en la forma en la cual se consume. Por ejemplo, un día lunes laboral común puede ser muy diferente a un lunes festivo. Estos tipos de día pueden afectar a los días que los preceden o que los suceden, por ejemplo, cuando se da un lunes festivo el consumo de energía de los días sábado y domingo puede verse afectado por el día lunes ya que muchas familias viajan en estos días lo cual afecta a la curva de demanda de los días típicos que componen el fin de semana. Al mismo tiempo el día martes asumirá el rol como primer día hábil de la semana lo cual puede modificar el comportamiento de su curva de demanda habitual.

El centro nacional de despacho ha diferenciado cuarenta y dos (42) tipos de día distintos en nuestro sistema eléctrico nacional los cuales fueron utilizados para esta guía y se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2. Tipos de día

<b>Abreviatura</b>	<b>Descripción tipo de día</b>
LUNES	Lunes ordinario
MARTES	Martes ordinario
MIERCOLES	Miércoles ordinario
JUEVES	Jueves ordinario
VIERNES	Viernes ordinario
7--AGO	07 de Agosto
DOMINGO	Domingo ordinario
SAALF	Sábado antes de lunes festivo
DOALF	Domingo antes de lunes festivo
LF	Lunes festivo
MADLF	Martes después de lunes festivo
SABADO	Sábado ordinario
8--DIC	08 de diciembre
SAVDIC	Sábado últimas dos semanas del año
DOVDIC	Domingo últimas dos semanas del año
LUVDIC	Lunes últimas dos semanas del año

<b>Abreviatura</b>	<b>Descripción tipo de día</b>
MAVDIC	Martes últimas dos semanas del año
MIVDIC	Miércoles últimas dos semanas del año
JUVDIC	Jueves últimas dos semanas del año
24--DIC	24 de diciembre
25--DIC	25 de diciembre
31--DIC	31 de diciembre
1--ENE	1 de enero
2--ENE	2 de enero
LUVENE	Lunes primeras dos semanas del año
MAVENE	Martes primeras dos semanas del año
MIVENE	Miércoles primeras dos semanas del año
JUVENE	Jueves primeras dos semanas del año
VIVENE	Viernes primeras dos semanas del año
SAALFENE	Sábado antes del lunes festivo de enero
DOALFENE	Domingo antes del lunes festivo de enero
LFENE	Lunes festivo de enero
SAVENE	Sábado primeras dos semanas del año
DOVENE	Domingo primeras dos semanas del año
MSS	Miércoles Santo
JSS	Jueves Santo
VSS	Viernes Santo
SSS	Sábado Santo
DSS	Domingo Santo
1--MAY	1 de Mayo
20--JUL	20 de Julio
VIVDIC	Viernes últimas dos semanas del año

## **2.2 CORRELACIÓN DEMANDA-TEMPERATURA**

Con el fin de obtener una estimación de demanda lo más aproximada posible a los datos reales, es necesario identificar las variables asociadas que de alguna manera afectan su comportamiento. En la revisión de los datos históricos de demanda y los estudios realizados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) se

establece que existe una relación lineal entre la demanda de energía y la variable temperatura, sin embargo, es necesario cuantificar el nivel de correlación que existe entre estas para utilizarlo en el cálculo del pronóstico [18].

El coeficiente de correlación se representa como un indicador estadístico que mide el grado de asociación entre dos variables y que puede ir desde -1 a 1, en donde la relación se hace más fuerte cuando el valor absoluto este más cercano a 1 [19]. Para determinar el tipo de correlación que existe entre dos variables es necesario conocer la naturaleza de la relación entre estas, lo cual se logra representando gráficamente, mediante diagramas de dispersión, los datos de cada variable, en los cuales se podrá evidenciar el tipo de función a la cual se asemeja la nube de puntos establecida [20]. Una vez elaborado el diagrama de dispersión se pueden presentar cualquiera de los siguientes tipos de correlación:

- Correlación positiva o directa: Se presenta cuando al aumentar una de las variables la otra aumenta también en el mismo sentido, generando una recta creciente.
- Correlación negativa o inversa: Se da cuando al aumentar una de las variables la otra disminuye en sentido contrario y se muestra a través de una recta decreciente.
- Correlación nula: Se presenta cuando no hay dependencia de ninguno tipo entre las variables correlacionadas. En estos casos, los datos se distribuyen sin generar ningún tipo de gráfica o función [21].

Si en el diagrama de dispersión obtenido se observa que la organización de datos se aproxima a una línea recta se dice que entre las variables estudiadas existe una correlación de tipo lineal.

Una manera de medir el grado de relación entre dos variables cuantitativas asociadas linealmente es estimando el coeficiente de Pearson el cual representa un índice de fácil interpretación donde su valor puede oscilar entre -1 y 1 y donde el

signo del valor generado representa el sentido de la correlación (positiva o negativa) [21].

El coeficiente de correlación de Pearson está definido por la siguiente expresión:

$$r = \frac{S_{xy}}{S_x * S_y} \text{ (Ecuación 1)}$$

En donde:

$S_{xy}$  : representa la covarianza de las variables X y Y.

$S_x$  : Desviación típica de la variable X.

$S_y$  : Desviación típica de la variable Y [21].

De acuerdo con lo anterior y contando con los datos de demanda y temperatura para un determinado periodo de tiempo a continuación se realizará el cálculo del coeficiente de correlación de estas dos variables y se identificará el tipo de correlación para el caso de estudio.

**2.2.1 Cálculo de correlación Demanda Vs Temperatura Santander** los 42 tipos de día registrados en la tabla 2 se pueden clasificar en tres grandes grupos: día ordinario, sábado y domingos o festivos. Tomando esto como base se realizará el estudio de correlación entre la demanda de energía y la temperatura para el departamento de Santander.

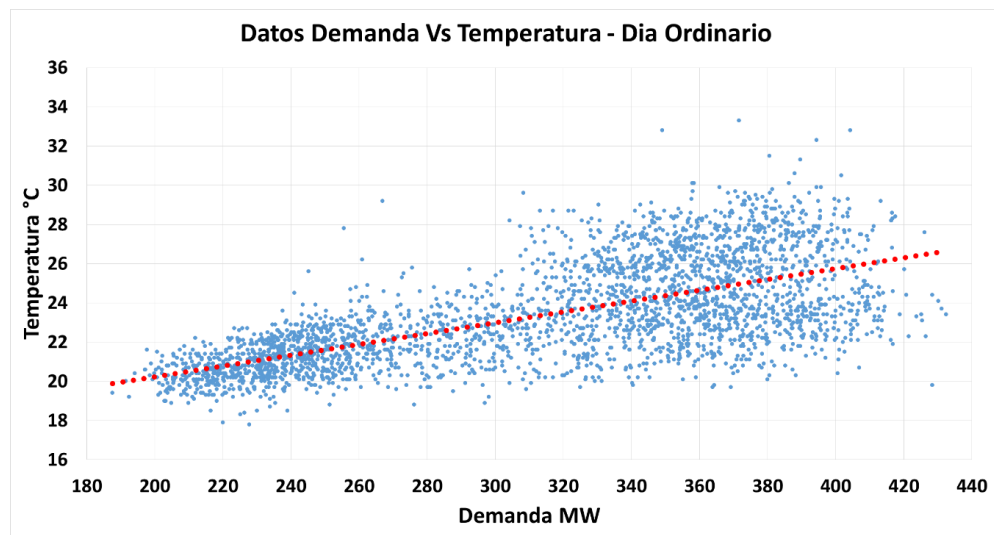
La demanda de energía para el departamento de Santander se divide de la siguiente manera: Área Metropolitana de Bucaramanga 60%, Barrancabermeja 20%, Sur del Departamento 15%, otros 5%. La demanda del departamento está concentrada en su mayor parte en el área metropolitana de Bucaramanga, por lo anterior, el estudio se enfoca en relacionar la demanda de energía con la temperatura máxima

registrada para el área metropolitana de la capital de Santander, lo cual, desde la heurística ha demostrado ser eficiente en el cálculo de la proyección del consumo de energía en Santander.

Para realizar el estudio de correlación entre demanda y temperatura de Santander se tomaron cuatro años de datos con resolución horaria, desde el 2014 al 2017.

**2.2.1.1 Correlación día ordinario** para este caso se tomó un día de tipo ordinario, es decir, un día laboral entre semana. Graficando los datos mediante un diagrama de dispersión se observa una relación lineal simple entre estas dos variables.

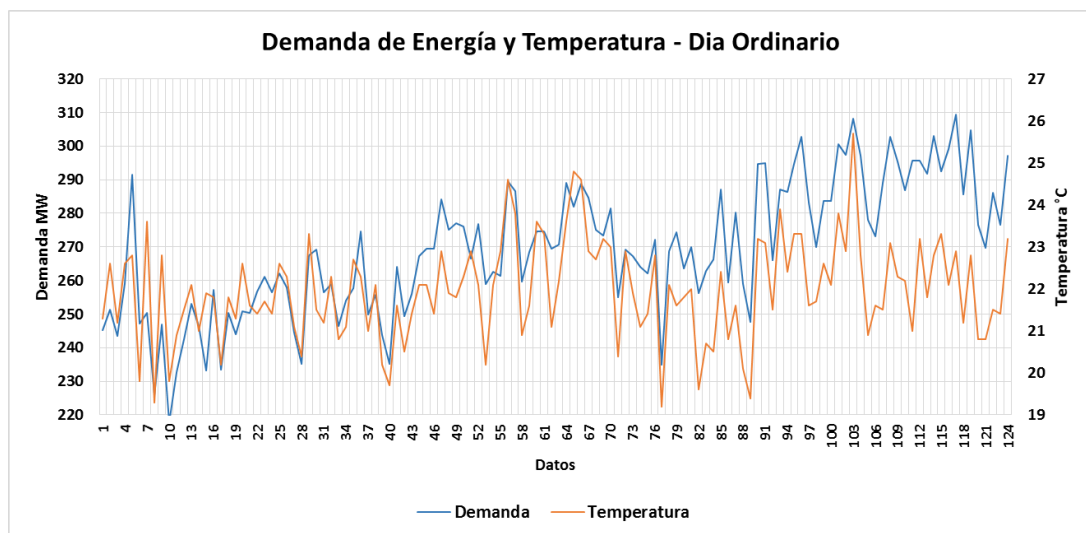
Figura 1. Diagrama de dispersión Demanda Vs Temperatura para día ordinario



De la gráfica de dispersión de los datos de demanda y temperatura, se puede observar que existe una clara relación entre estas dos variables, sin embargo, también se puede observar que para valores de temperatura elevados la dispersión de los datos se hace más grande, esto indica que el fenómeno incrementa su variabilidad conforme aumenta la temperatura.

Asociando los valores de demanda y de temperatura para cada periodo horario de los días muestreados, se calcula el coeficiente de correlación de Pearson y se obtiene que la correlación que existe entre la demanda de energía y la temperatura en Santander para un día ordinario es del 66,41%, similar al calculado por el último estudio realizado por la UPME para la correlación de la demanda y la temperatura promedio del SIN (60,4%) [18].

Figura 2. Curvas de demanda de energía y temperatura para un día ordinario



Como puede observarse en la figura 2, al mismo tiempo que aumenta la temperatura lo hace la demanda y de igual forma cuando disminuye. Esto confirma la correlación existente entre la demanda y la variable temperatura para el caso Santander.

La siguiente ecuación es el resultado del análisis de correlación entre las variables de demanda y temperatura

$$Y=36,232*X - 532,608 \text{ (Ecuación 2)}$$

Donde:

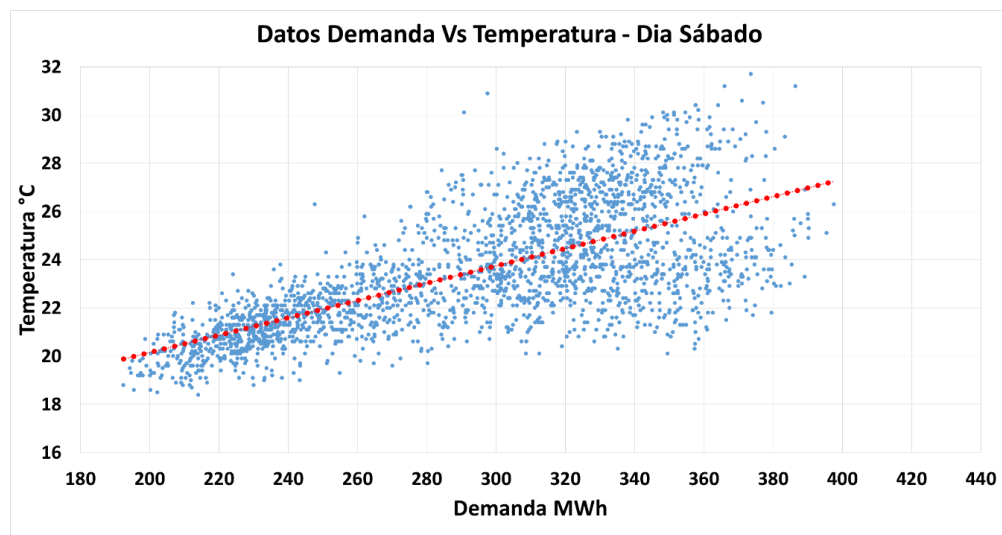
Y: Demanda de energía en (MW)

X: Temperatura (°C)

De la ecuación obtenida se puede establecer que por cada °C que aumente la temperatura en Santander la demanda de energía aumenta en 36,232 MWh, aproximadamente un 0,5% de la demanda promedio total de un día ordinario en Santander.

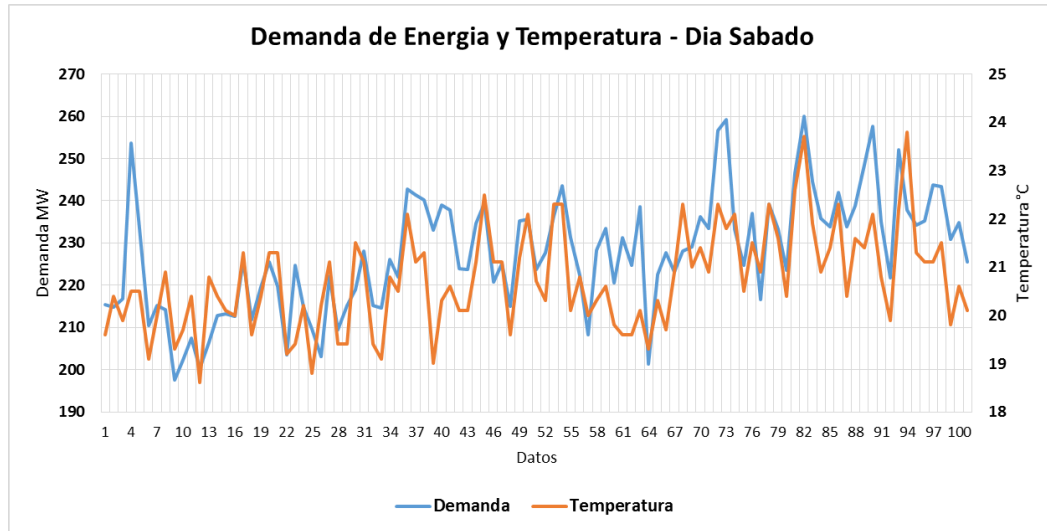
**2.2.1.2 Correlación día sábado** se tomaron los datos de demanda de energía y temperatura con resolución horaria de un tipo de día sábado. Graficando la información en un diagrama de dispersión se puede observar la correlación lineal existente entre estas dos variables.

Figura 3. Diagrama de dispersión Demanda Vs Temperatura para día sábado



De igual manera que para el tipo de día ordinario, el día sábado presenta una varianza creciente conforme se eleva la temperatura, la variabilidad del fenómeno es mayor que para el día ordinario según se puede observar en la gráfica, a pesar de esto el coeficiente de correlación llega a ser del 68,89% de lo cual se deduce que para valores pequeños de temperatura la demanda está más correlacionada con esta variable.

Figura 4. Curvas de demanda de energía y temperatura para un día sábado



En la figura anterior puede observarse nuevamente que el comportamiento de la demanda es similar al de la temperatura para un día sábado; es decir, que en un intervalo de tiempo donde la temperatura aumenta, se evidencia que de la misma manera aumenta la demanda y viceversa.

La siguiente ecuación es el resultado del análisis de correlación entre las variables de demanda y temperatura.

$$Y=27,855*X - 361,225 \text{ (Ecuación 3)}$$

Donde:

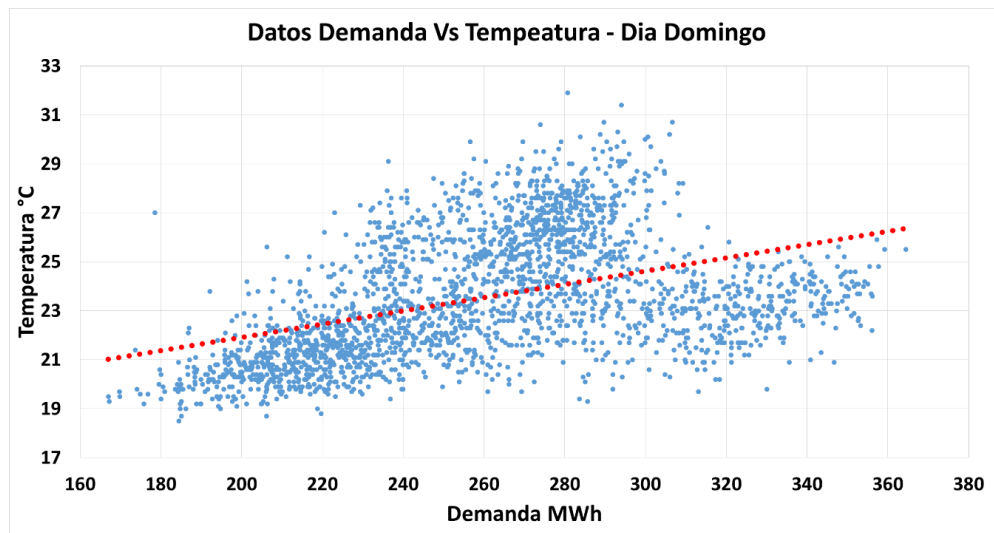
Y: Demanda de energía en (MW)

X: Temperatura (°C)

De la ecuación obtenida se puede establecer que por cada °C que aumente la temperatura en Santander la demanda de energía aumenta en 27,855 MWh, aproximadamente un 0,39% de la demanda promedio total de un tipo de día sábado en Santander.

**2.2.1.3 Correlación día domingo** se tomaron los datos de demanda de energía y temperatura con resolución horaria de un tipo de día domingo, y graficando nuevamente la información en un diagrama de dispersión se puede observar la correlación lineal existente entre estas dos variables.

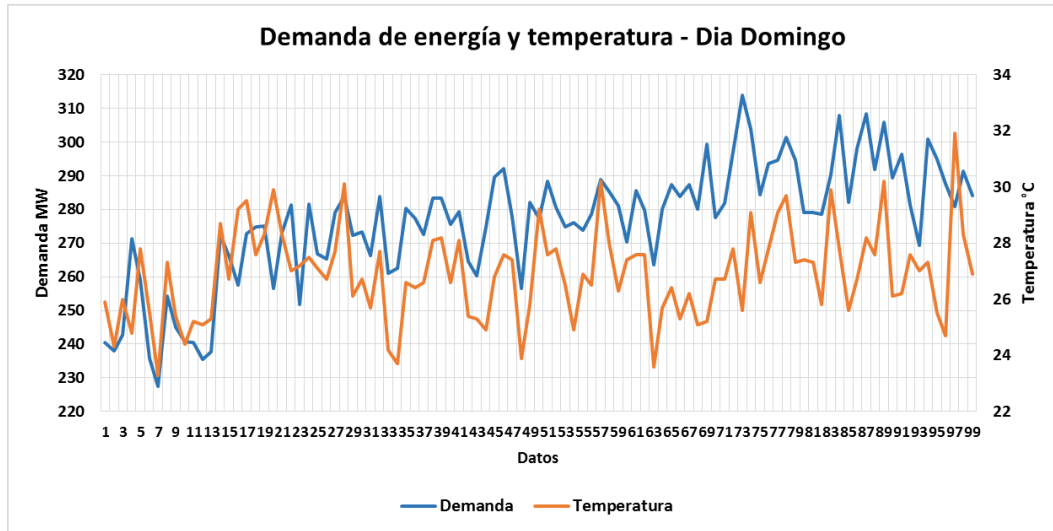
Figura 5. Diagrama de dispersión Demanda Vs Temperatura para día Domingo



Para el día domingo se puede observar que presenta la mayor variabilidad, indicando que la varianza de la muestra es grande con respecto al valor medio, es por esto que el tipo de día domingo presenta el valor más bajo de correlación siendo del 43,51%.

De los tres tipos de día generales analizados el día domingo es el que presenta un menor valor de correlación.

Figura 6. Curvas de demanda de energía y temperatura para un día Domingo



Como en los casos anteriores, se evidencia cierta similitud en el comportamiento de la curva de temperatura y demanda para un día domingo, sin embargo, pueden observarse momentos en los cuales la demanda y la temperatura para este día no coinciden en su comportamiento.

La siguiente ecuación es el resultado del análisis de correlación entre las variables de demanda y temperatura.

$$Y=37,037*X - 611,296 \text{ (Ecuación 4)}$$

Donde:

Y: Demanda de energía en (MW)

X: Temperatura (°C)

De la ecuación obtenida se puede establecer que por cada °C que aumente la temperatura en Santander la demanda de energía aumenta en 37,037 MWh aproximadamente un 0,54% de la demanda promedio total de un tipo de día domingo en Santander.

El factor de correlación es un dato importante para el cálculo del pronóstico de demanda, ya que, al tener la temperatura de un día, se puede estimar un valor aproximado de la energía. A través de servicios de pronóstico del clima se puede establecer la temperatura esperada para un día determinado, si se ingresa esta variable junto con el valor del factor de correlación y utilizando los valores históricos de demanda y temperatura se puede obtener un pronóstico acertado, lo cual es el objetivo principal de esta guía.

Tabla 3. Resumen factores de correlación para día ordinario, sábado y domingo.

<b>Tipo Día</b>	<b>R</b>
Ordinario	0,66420
Sábado	0,68899
Domingo	0,43519

### **2.3 FLUJO DE INFORMACIÓN**

Para el cálculo del pronóstico de demanda, el cual es el objetivo principal de esta guía, se debe conocer la forma en la que se adquieren los datos necesarios, establecer una manera óptima de organizar la información y que su flujo en el proceso permita obtener una base de datos funcional con los resultados esperados.

La primera etapa del proceso hace referencia a la adquisición de los datos de energía real del sistema eléctrico de Santander; esto se realiza a través de dos fuentes principales: la primera son los sistemas de medida instalados en cada una de las fronteras comerciales a través de las cuales se determina la cantidad de energía que se importa o se exporta al sistema; otra fuente de adquisición es el sistema SCADA el cual permite obtener parámetros eléctricos de los activos que componen el STN, STR y SDL.

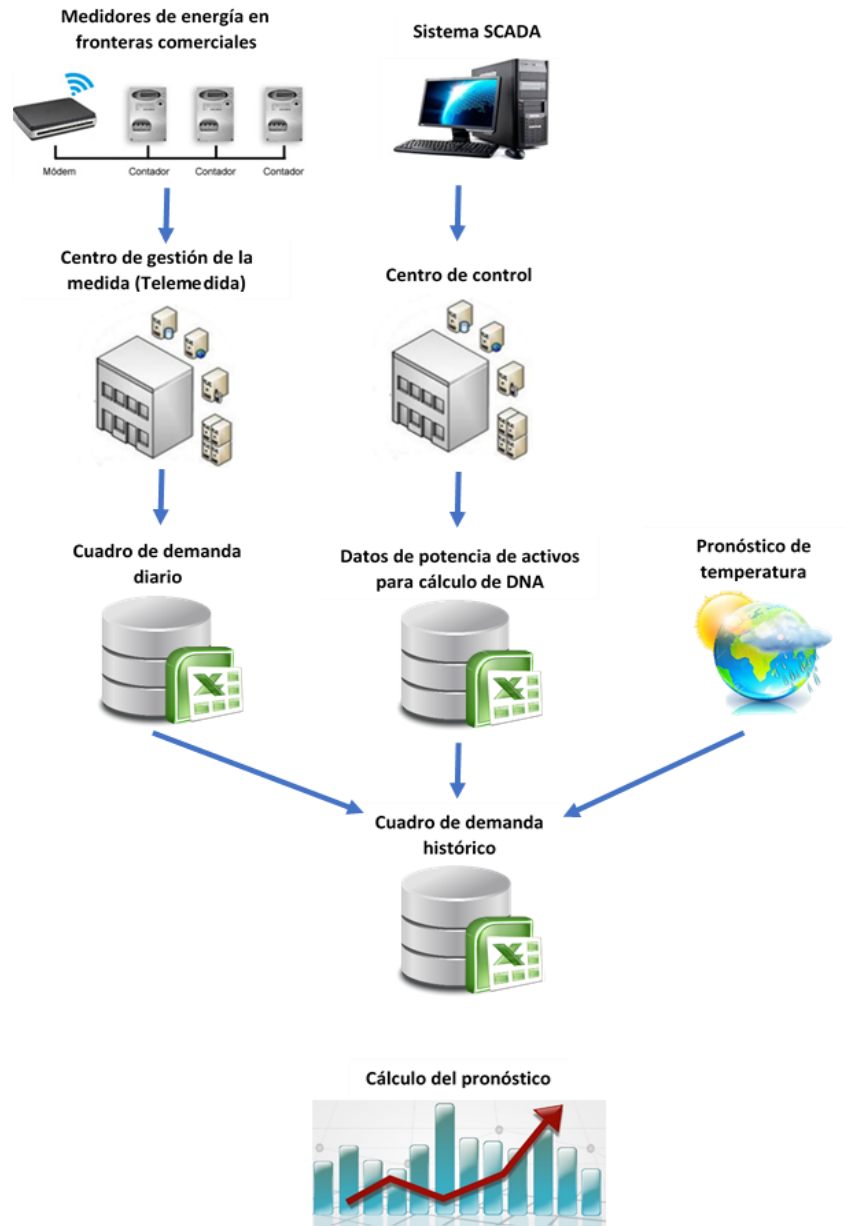
Los paquetes de datos obtenidos a través de los medidores de las fronteras comerciales son recopilados en el centro de gestión de la medida (CGM) [9] donde se realiza el balance de energía teniendo en cuenta las entradas y salidas del sistema para obtener la demanda del departamento hora a hora. Este proceso se realiza diariamente y los resultados se deben almacenar de modo que puedan ser consultados posteriormente.

La información almacenada por el centro de gestión de la medida es insumo del “cuadro de demanda histórico” archivo en el cual se almacenarán en forma ordenada los datos necesarios para el cálculo del pronóstico.

Además de los datos de demanda de energía eléctrica y de las puntas de potencia máxima, es necesario recopilar los valores máximos de temperatura del área metropolitana de Bucaramanga, pues como se ha mencionado anteriormente, esta es un variable que influye significativamente en el comportamiento de la demanda, por lo cual es importante mantener un registro histórico de estos datos para realizar un pronóstico más acertado. Estos datos de temperatura se registran también en el archivo “cuadro de demanda histórico”.

Una vez organizado y actualizado el cuadro de demanda histórico, se procede a realizar el cálculo del pronóstico mediante los métodos establecidos en esta guía. En la figura 7, se puede observar el flujograma para la adquisición y organización de la información que hace parte del cálculo del pronóstico.

Figura 7. Flujo para la adquisición de información requerida en el cálculo del pronóstico de demanda



### 3. PRONÓSTICO A CORTO PLAZO DE LA DEMANDA

Para realizar el cálculo del pronóstico de la demanda de energía se deben seguir los pasos que se establecen a continuación, de modo que se utilice la información requerida y los métodos adecuados para el cálculo de la proyección de la demanda de energía a corto plazo.

#### 3.1 INFORMACIÓN INICIAL

Primero se deben establecer algunos datos iniciales para el cálculo de la demanda.

**3.1.1 Pronóstico de Temperatura** se deben tomar los datos de temperatura máxima para la semana a pronosticar.

**3.1.2 Fecha inicial y final del pronóstico** estos datos deben ser claros de modo que se puedan tomar los datos históricos más apropiados para el cálculo del pronóstico.

**3.1.3 Tipos de día** se debe establecer los tipos de día que corresponden a la semana siguiente según la tabla 2 del capítulo 2. Los tipos de día asocian los hábitos de consumo de las personas, permitiendo observar la forma en la cual se consume la energía.

**3.1.4 Datos históricos de demanda** se deben tener los datos históricos de demanda lo más actualizados posible, de modo que se puedan obtener valores de correlación confiables para el cálculo del pronóstico, estos valores son tomados de los medidores ubicados en los puntos de las fronteras comerciales, realizando el balance energético entre las importaciones y exportaciones del sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander.

**3.1.5 Datos históricos de temperatura** para cada dato de demanda de energía total correspondiente a cada día del registro histórico, se debe tener asociado un valor de temperatura máxima del área metropolitana de Bucaramanga. El dato de temperatura se puede obtener de las estaciones meteorológicas de Bucaramanga al ser el punto de mayor concentración de carga para Santander tal como se describe en el numeral 2.2.1 del presente documento.

### **3.2 CÁLCULO DE CURVAS UNITARIAS**

Se deben tomar los datos con resolución horaria de los últimos “n” días del tipo de día a pronosticar, posteriormente se debe normalizar o hacer unitaria las curvas de demanda de cada uno de los días históricos seleccionados como base para el cálculo del pronóstico. La normalización de los datos se realiza mediante la relación entre el valor por periodo de la demanda y la energía total del día.

$$P_{n-u} = \frac{P_n}{\sum_{n=1}^{24} P_n} \text{ (Ecuación 5)}$$

Cuando se obtienen las curvas de demanda normalizadas o unitarias se debe realizar el cálculo de datos atípicos mediante el uso de puntuaciones Z, este método consiste en comparar los datos contra la media y relacionar este resultado con la

desviación estándar de la muestra con el fin de obtener el número de desviaciones que hay por encima o por debajo del promedio de los datos [21].

$$Z = \frac{x - \bar{x}}{s} \text{ (Ecuación 6)}$$

Se tomarán como datos atípicos aquellos que estén por encima o por debajo de dos (2) puntuaciones Z, estos datos deberán ser reemplazados por los valores más recientes de demanda que estén por debajo del límite de las puntuaciones Z establecidas.

Al tener todas las curvas de demanda normalizadas y ajustadas para cada uno de los tipos de día, se debe realizar un promedio para encontrar la curva unitaria de cada uno de los tipos de día de la semana a pronosticar.

Figura 8. Curvas de demanda para tipos de día lunes

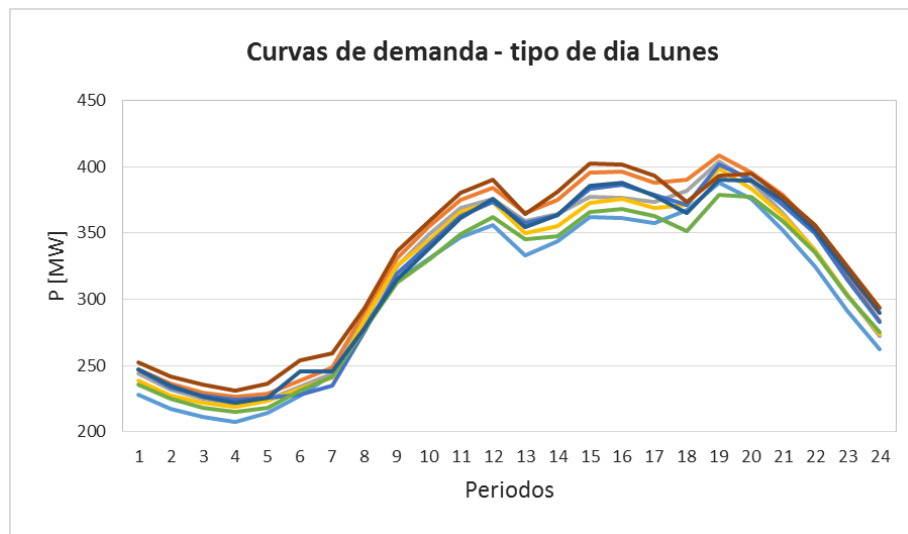
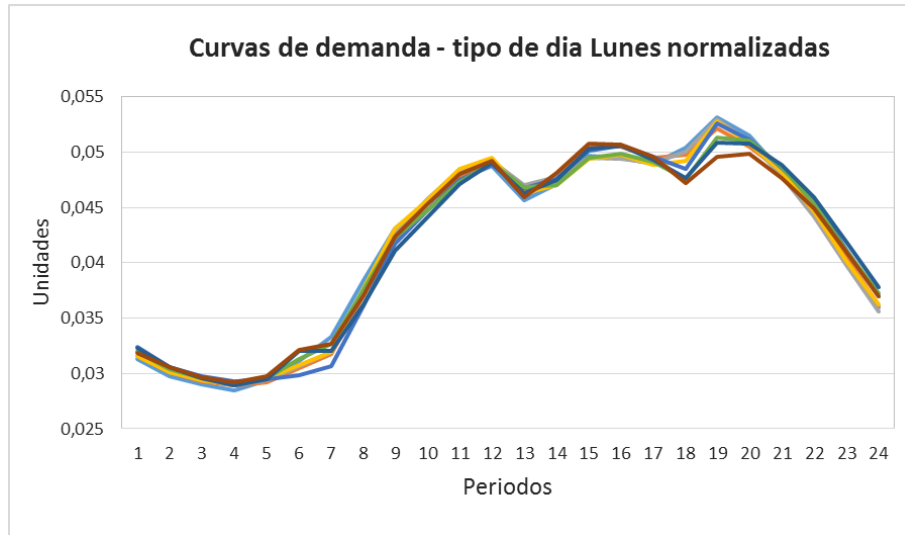


Figura 9. Curvas normalizadas de demanda para tipos de día lunes

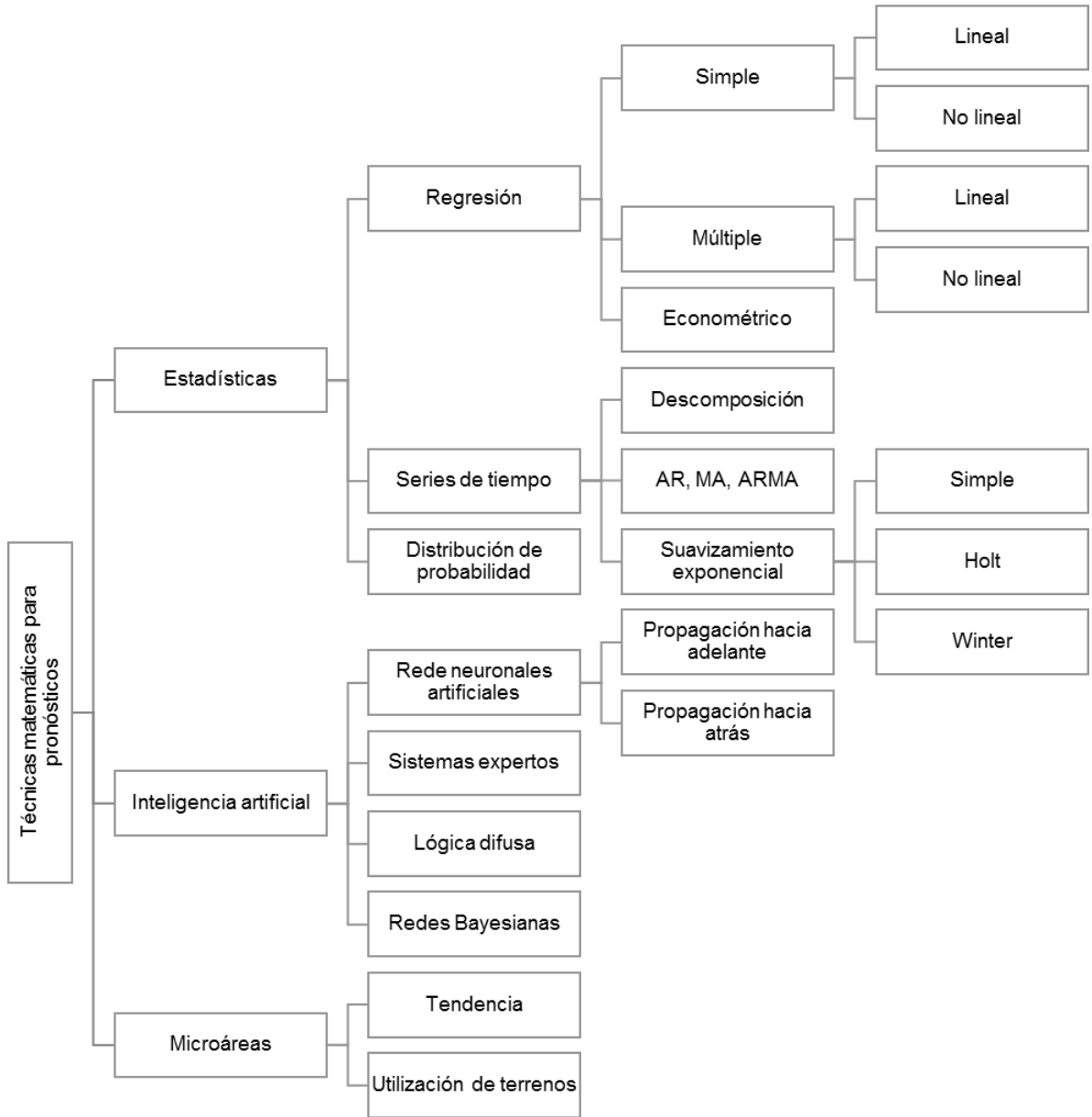


En la figura 8 se presentan las curvas de demanda de energía para un tipo de día lunes ordinario y en la figura 9 se muestran las mismas curvas después de aplicarse el proceso descrito anteriormente. Puede observarse, que las curvas unitarias representan solo el comportamiento que se produjo para cada día seleccionado, calculando el promedio de estas se establece la tendencia en el comportamiento del tipo día requerido.

### 3.3 CÁLCULO DEL PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Actualmente en la literatura se encuentran distintos métodos estadísticos utilizados en la estimación de demanda, donde algunos de estos resultan ser más eficientes que otros dependiendo del horizonte de tiempo para cual se quiera realizar el pronóstico, ya sea largo, mediano o corto plazo y de las características de la serie temporal. A continuación se presenta una clasificación de las técnicas matemáticas más usadas para realizar un pronóstico:

Figura 10. Técnicas matemáticas para el cálculo del pronóstico



Fuente: ARIZA RAMIREZ, Adriana Marcela. Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución. Tesis ingeniería eléctrica. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de ingenierías eléctrica, electrónica, física y ciencias de la computación, 2013, 145p.

De acuerdo con lo establecido en capítulos anteriores, en el pronóstico de demanda no sólo se debe tener en cuenta los valores históricos que existen sino también los diferentes factores que influyen en la variación de estos, como la temperatura, el crecimiento demográfico, la humedad, entre otras, por lo cual, conviene utilizar un método que permita relacionar variables en el cálculo de la proyección de la demanda. Un método estadístico con el que se pueden correlacionar las variables, y que además tiene en cuenta la tendencia de los valores de demanda históricos, permitiendo la inclusión de otras variables en su estimación es la regresión lineal múltiple, método por el cual se realiza el cálculo del pronóstico en la presente guía [22].

“El modelo de regresión lineal múltiple estudia la relación de una variable dependiente con dos o más variables independientes” [20]. Para esta guía se tendrán como variables independientes el tiempo y la temperatura, con estas, el modelo calcula el valor de demanda futura extrapolando la tendencia de los datos históricos teniendo en cuenta las dos variables independientes asociadas [22].

El modelo de regresión lineal múltiple empleado se expresa de la siguiente manera:

$$Y = a + b_1X_1 + b_2X_2 \quad (\text{Ecuación 7}) [20]$$

En donde:

$Y$ : Representa la demanda a pronosticar para un tipo de día.

$X_1$ : El valor de temperatura proyectado para el día a pronosticar

$X_2$ : El día para el cual se requiere hacer el pronóstico

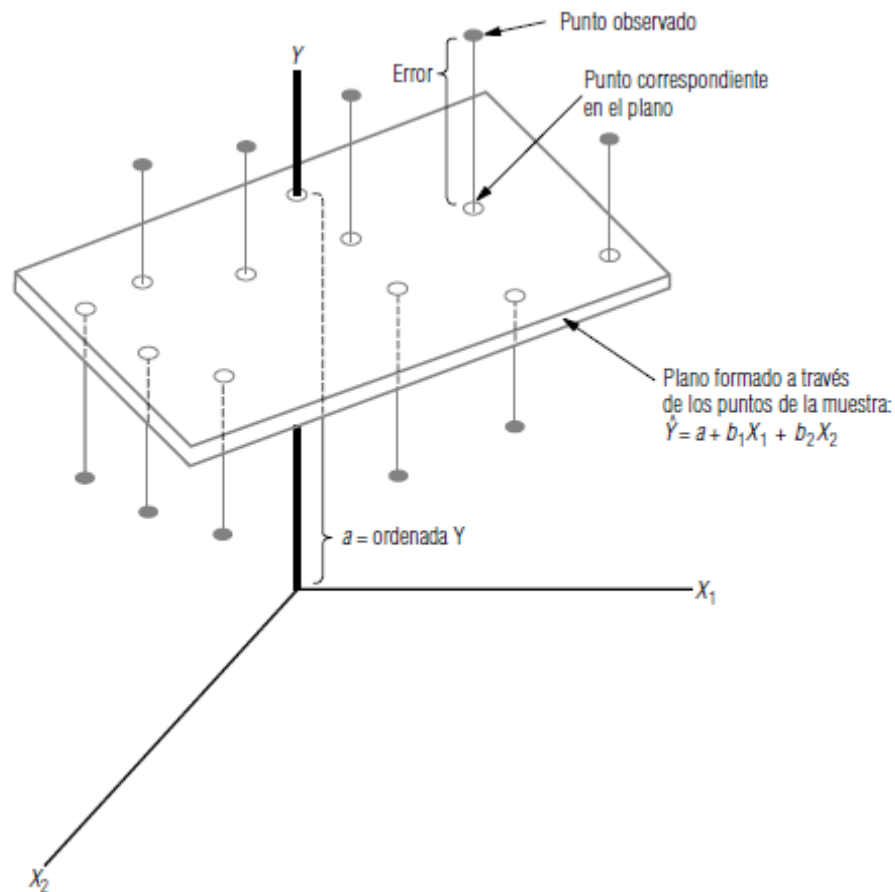
$b_1$  y  $b_2$ : Son los coeficientes que describen cómo los cambios en  $X_1$  y  $X_2$  afectan el valor de  $Y$

$a$ : Es la ordenada  $Y$ . [20]

La principal ventaja de este método consiste en utilizar la información que se tiene disponible para estimar la variable dependiente, permitiendo observar la influencia de las variables independientes sobre la proyección de demanda.

El modelo de regresión lineal múltiple se representa mediante un plano tridimensional, donde se agrupan los datos históricos, ya sea por arriba o por debajo y con los cuales se cuenta para hacer la estimación. En la figura 11 se representan gráficamente el modelo [20].

Figura 11. Representación gráfica regresión lineal múltiple



Fuente: LEVIN, Richar I y RUBIN, David S. Estadística para administración y economía, Mexico: Pearson Educación de Mexico, 2004. ISBN: 970-26-0497-4.

Para pronosticar la demanda de energía de cada tipo de día, se tomarán como parámetros de entrada:

- Datos históricos de demanda de energía de los últimos “n” días (variable dependiente).
- Datos históricos de temperatura máxima de los últimos “n” días (variable independiente 1).
- Fechas de los datos históricos (variable independiente 2).
- Temperatura pronosticada para cada uno de los días de la semana siguiente (valor estimado de la variable independiente 1 que afecta el cálculo del valor de demanda de energía a pronosticar).
- Fecha de cada uno de los días a pronosticar (valor de la variable independiente 2 que afecta el cálculo del valor de demanda de energía a pronosticar).

Una vez organizados los datos de cada tipo de día, se calculan los parámetros de la regresión lineal múltiple  $a$ ,  $b_1$  y  $b_2$ , finalmente con los valores pronosticados de temperatura y los puntos espaciales representados mediante las fechas, se calcula el valor de demanda para cada día de la semana a pronosticar.

**3.3.1 Cálculo de la curva de demanda pronosticada** luego de tener la curva unitaria o normalizada y la energía proyectada para cada tipo de día que componen la semana a pronosticar, se debe calcular el valor de demanda por periodo, esto se logra simplemente multiplicando la demanda de energía por cada uno de los 24 datos que componen la curva unitaria.

**3.3.2 Desconexiones programadas de activos del sistema eléctrico** cuando se tiene la curva de demanda pronosticada de cada día de la semana, se debe indagar si existen trabajos que afecten la continuidad del suministro de energía es decir que generen Demanda No Atendida (DNA), esta DNA debe ser restada de las curvas de demanda en los periodos que contemple la planeación de los trabajos, de esta manera se puede lograr un dato mucho más preciso del pronóstico [17].

El cálculo de la DNA se realiza conociendo las curvas típicas de demanda por alimentador, circuito o transformador, estos datos pueden ser obtenidos a través del sistema SCADA o de los medidores instalados en las subestaciones que puedan generar un registro histórico de la potencia. Al tener un número de datos suficiente pueden promediarse por periodo y obtener la curva típica de potencia. Como se conoce la duración de los trabajos, se calcula el área bajo la curva entre el periodo establecido para generar la DNA de la desconexión [17].

**3.3.3 Reporte del pronóstico al operador del sistema** cada Operador de Red debe reportar el pronóstico de demanda realizado para la semana siguiente al Operador del Sistema con el fin de elaborar el despacho económico, este intercambio de información técnica debe realizarse en el formato establecido con el fin de mantener la calidad de la información y que esta pueda ser utilizada de manera ágil y sencilla.

El formato a utilizar para el envío del pronóstico debe tener la siguiente estructura:

Figura 12. Formato para el reporte del pronóstico de demanda

\$PRONOSTICO DE LA DEMANDA -USANTANDER- PARA LA SEMANA DEL 12 DE febrero DE 2018 AL 18 DE febrero DE 2018	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sabado	Domingo
1	256	271	274	278	275	269	262
2	245	258	262	266	262	256	251
3	237	250	252	255	253	247	240
4	234	245	247	251	248	241	234
5	237	246	250	253	251	242	234
6	247	257	262	264	261	247	236
7	260	266	271	273	268	248	232
8	298	300	305	308	302	279	231
9	335	337	338	341	337	309	256
10	359	359	359	360	360	331	267
11	379	379	379	382	380	351	284
12	391	390	390	397	391	360	294
13	374	375	373	381	375	349	297
14	375	377	373	383	377	347	298
15	394	394	391	401	392	345	299
16	399	401	398	409	398	337	294
17	396	396	393	405	392	330	290
18	394	391	391	401	386	333	294
19	418	418	417	430	416	370	330
20	404	408	405	415	406	373	347
21	385	389	387	394	386	359	333
22	360	364	360	367	359	336	318
23	326	331	327	332	328	308	293
24	295	298	297	302	298	283	267
19	422	422	418	435	419	385	352
20	416	416	417	428	418	384	351
21	397	399	399	409	399	370	341

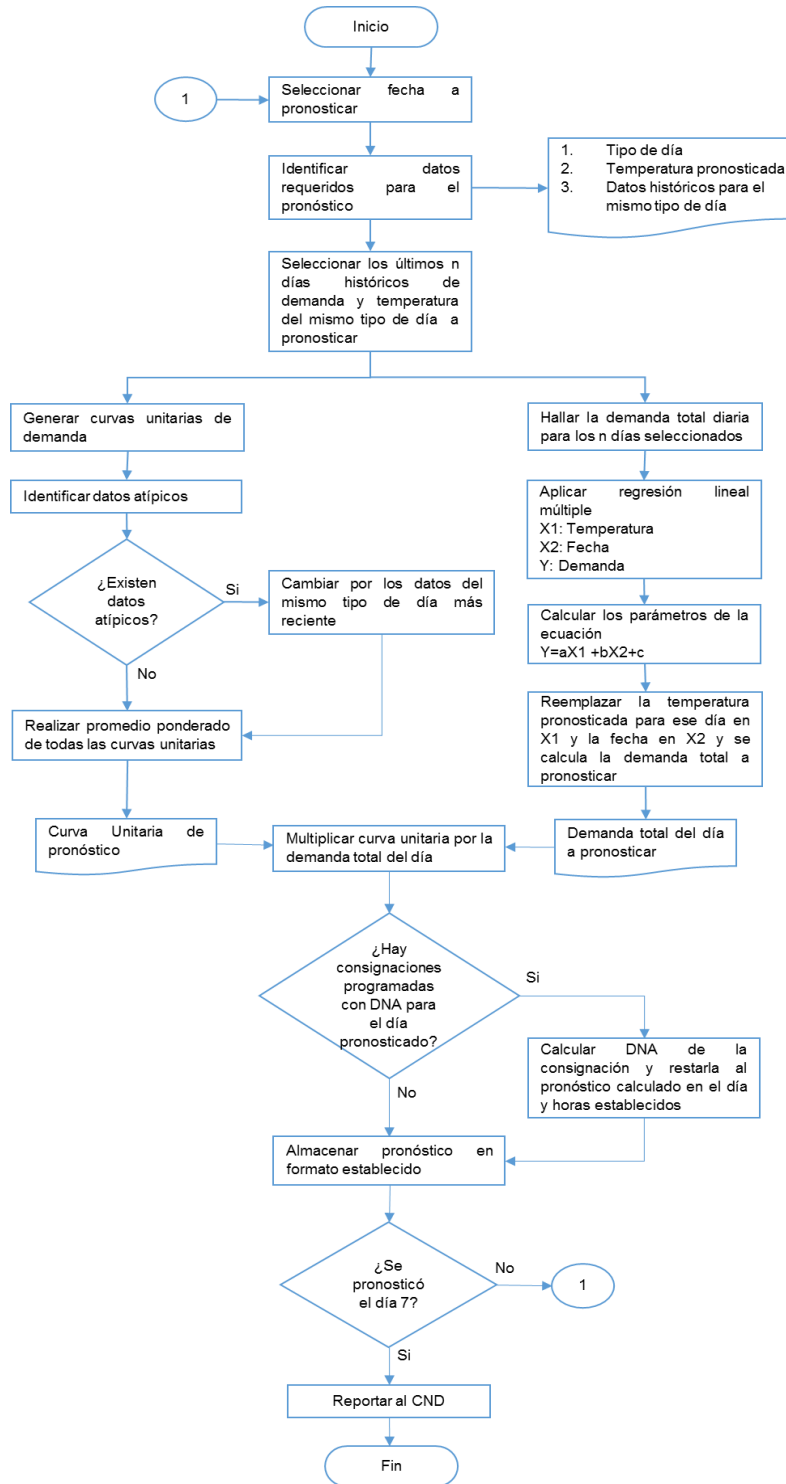
Fuente: COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 1020 de 2017 (09, noviembre, 2017). Por el cual se aprueban los procedimientos para la gestión integral de la demanda. Bogotá DC., 2017 p1-12.

El formato debe llevar un título que contenga el nombre del mercado de comercialización que representa el OR que en este caso sería USantander, luego indicar el periodo pronosticado con día, mes y año inicial y final.

La extensión del formato a utilizar debe ser “texto delimitado por tabulaciones” (.txt\*) y debe ser entregado al operador del sistema mediante la plataforma o proceso establecido por este antes de las 13:00 horas del día viernes [17].

El proceso de cálculo del pronóstico se resume en el flujograma de la figura 13.

Figura 13. Flujograma para el cálculo del pronóstico a corto plazo



#### 4. CASO DE ESTUDIO

La presente guía fue aplicada para calcular el pronóstico de la demanda de energía de la Electrificadora de Santander, para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2017. En total se pronosticaron trece (13) semanas, comenzando el día lunes 2 de octubre de 2017 y terminando el domingo 31 de diciembre de 2017.

El cálculo de los pronósticos se realizó siempre los días viernes antes de las 13:00 horas como lo exige el acuerdo CNO 1020 de 2017, por lo cual, solo se dispuso de datos históricos hasta el día jueves. El mismo día viernes se revisa el pronóstico de temperatura para Bucaramanga como parámetro de entrada de una de las variables independientes de la regresión lineal múltiple, método por el cual se realizó el cálculo de los pronósticos. Se debe recordar que se toma la temperatura de Bucaramanga al ser la zona geográfica de Santander con mayor densidad de carga, representando cerca del 60%.

Para cada semana se establecieron los tipos de día a utilizar, conforme a la descripción presentada en la tabla 2. Como se ha mencionado en capítulos anteriores es un factor importante para el cálculo del pronóstico ya que ayuda a determinar el comportamiento del consumo para ese día.

Se tomó una ventana móvil de 15 días de datos históricos de demanda y temperatura como insumo para el cálculo del pronóstico de demanda la cual resulta ser efectiva.

Durante las trece (13) semanas pronosticadas con el método propuesto por la guía, también se realizó el cálculo del pronóstico utilizando el método actual establecido por la Electrificadora de Santander, esto con el fin de poder realizar el comparativo de los métodos y evaluar su eficacia mediante el indicador internacional MAPE.

#### 4.1 PRONÓSTICO ESSA

Para realizar un correcto análisis de la efectividad de la guía, se debe conocer la forma en la cual ESSA realiza actualmente el pronóstico de la demanda.

ESSA actualmente utiliza una variación de los promedios móviles ponderados, para el cual toma una ventana móvil de ocho (8) días, y donde los pesos asignados dependen del valor de la temperatura que se dio para cada uno de los días del histórico y del valor pronosticado.

Para cada periodo del día se aplica la siguiente formula:

$$P_{pron} = \frac{\sum P_i * fp}{\sum fp} \text{ (Ecuación 8)}$$

Donde:

$P_{pron}$ : Demanda pronosticada para un periodo determinado

$P_i$ : Demanda del periodo i

$fp$ : Factor de peso del día a pronosticar

En el factor de peso se relacionan las temperaturas de cada uno de los días de la ventana móvil con la temperatura pronosticada y se relaciona mediante una ecuación obtenida de manera heurística.

$$fp(T) = 1 + \frac{1}{1000(T_{pron} - T_{Real})} \text{ (Ecuación 9)}$$

De esta manera el factor de peso se hace dependiente de la temperatura real y la temperatura pronosticada.

El resultado del pronóstico entonces será la sumatoria del producto de la demanda del periodo por el factor de peso calculado con base en la temperatura histórica y la proyectada, sobre la sumatoria de los factores de peso utilizados.

## 4.2 MAPE

El MAPE por sus siglas en ingles Mean Absolute Percentage Error o Porcentaje de Error Medio Absoluto, se calcula como el promedio de la relación entre la diferencia de la demanda real y el pronóstico y la demanda real [22].

$$MAPE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{|DEM_{Real} - DEM_{Pron}|}{DEM_{Real}}}{n} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde:

$n$ : Representa los días pronosticados.

$DEM_{Real}$ : Es la demanda real que se presentó para el día  $i$ .

$DEM_{Pron}$ : Es la demanda pronosticada para el día  $i$ .

**4.2.1 Presentación de resultados** a continuación se muestran los resultados de la demanda de energía calculada para cada día de las trece semanas tomadas en el caso de estudio, mediante el método propuesto por la guía y por medio de los procesos actuales de la Electrificadora de Santander. También se muestran los datos reales de demanda, la diferencia absoluta con cada uno de los métodos de pronóstico y por último el cálculo del indicador MAPE.

Tabla 4. Resultados del pronóstico de demanda en el caso de estudio

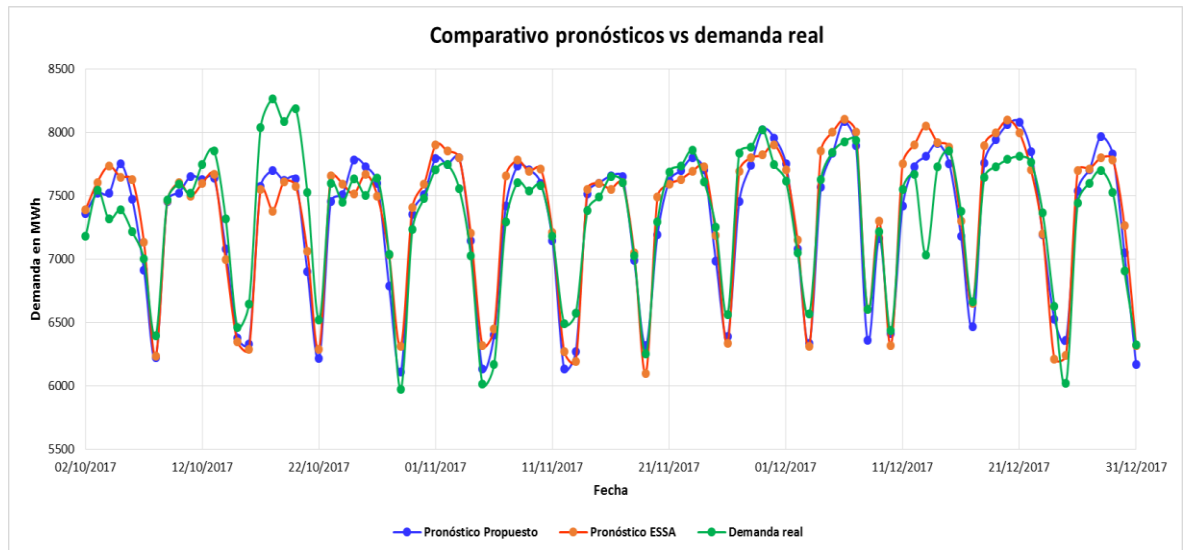
FECHA	PRON PROPUESTO	PRON ESSA	DEMANDA REAL	DIF PRON PROPUESTO	DIF PRON ESSA
02/10/2017	7362	7392	7181,4	180,9	210,6
03/10/2017	7518	7606	7544,6	26,2	61,4
04/10/2017	7519	7735	7314,9	204,6	420,1
05/10/2017	7750	7647	7387,4	362,9	259,6
06/10/2017	7471	7625	7214,0	256,5	411,0
07/10/2017	6915	7132	6999,4	84,2	132,6
08/10/2017	6224	6237	6395,4	171,8	158,4
09/10/2017	7456	7460	7465,5	9,1	5,5
10/10/2017	7523	7604	7590,5	67,9	13,5
11/10/2017	7653	7499	7520,1	133,0	21,1
12/10/2017	7628	7597	7748,8	120,9	151,8
13/10/2017	7641	7668	7852,5	211,5	184,5
14/10/2017	7080	6997	7319,8	239,5	322,8
15/10/2017	6378	6349	6461,0	82,7	112,0
16/10/2017	6330	6288	6648,1	318,1	360,1
17/10/2017	7575	7548	8037,7	462,3	489,7
18/10/2017	7698	7380	8263,1	565,5	883,1
19/10/2017	7623	7610	8084,5	461,2	474,5
20/10/2017	7636	7576	8187,2	551,5	611,2
21/10/2017	6904	7061	7525,1	621,5	464,1
22/10/2017	6215	6286	6520,5	305,9	234,5
23/10/2017	7452	7654	7594,7	143,1	59,3
24/10/2017	7507	7594	7448,4	58,7	145,6
25/10/2017	7781	7516	7633,1	147,8	117,1
26/10/2017	7731	7670	7502,9	228,0	167,1
27/10/2017	7600	7499	7640,1	40,5	141,1
28/10/2017	6788	7033	7035,7	248,2	2,7
29/10/2017	6111	6312	5973,3	137,2	338,7
30/10/2017	7353	7409	7233,8	119,1	175,2
31/10/2017	7508	7591	7478,7	28,8	112,3
01/11/2017	7796	7900	7706,8	88,9	193,2
02/11/2017	7747	7852	7744,5	2,4	107,5
03/11/2017	7802	7800	7558,4	243,7	241,6
04/11/2017	7143	7203	7027,3	116,2	175,7
05/11/2017	6133	6315	6013,1	120,0	301,9
06/11/2017	6401	6450	6167,9	233,3	282,1
07/11/2017	7420	7655	7291,1	129,3	363,9
08/11/2017	7733	7781	7602,0	131,3	179,0
09/11/2017	7705	7691	7536,7	168,1	154,3
10/11/2017	7599	7713	7581,8	17,4	131,2
11/11/2017	7144	7213	7183,1	38,8	29,9
12/11/2017	6131	6271	6488,8	357,5	217,8

FECHA	PRON PROPUESTO	PRON ESSA	DEMANDA REAL	DIF PRON PROPUESTO	DIF PRON ESSA
13/11/2017	6270	6195	6572,4	302,5	377,4
14/11/2017	7516	7552	7382,8	133,4	169,2
15/11/2017	7599	7600	7487,8	110,9	112,2
16/11/2017	7656	7552	7652,1	4,1	100,1
17/11/2017	7649	7601	7605,0	44,1	4,0
18/11/2017	6992	7052	7023,4	31,3	28,6
19/11/2017	6319	6100	6251,7	67,3	151,7
20/11/2017	7194	7493	7294,3	100,1	198,7
21/11/2017	7614	7592	7689,0	74,7	97,0
22/11/2017	7698	7630	7735,6	37,2	105,6
23/11/2017	7800	7693	7857,4	57,3	164,4
24/11/2017	7707	7730	7607,2	99,3	122,8
25/11/2017	6986	7185	7250,8	264,3	65,8
26/11/2017	6390	6335	6564,4	174,3	229,4
27/11/2017	7455	7691	7837,5	382,2	146,5
28/11/2017	7742	7800	7881,4	139,6	81,4
29/11/2017	8018	7821	8022,9	5,1	201,9
30/11/2017	7956	7902	7745,7	210,5	156,3
01/12/2017	7752	7704	7614,5	137,1	89,5
02/12/2017	7077	7151	7052,8	24,0	98,2
03/12/2017	6333	6309	6567,2	234,3	258,2
04/12/2017	7567	7851	7628,5	61,4	222,5
05/12/2017	7835	8001	7843,2	8,7	157,8
06/12/2017	8088	8102	7925,6	162,0	176,4
07/12/2017	7896	8000	7938,3	42,5	61,7
08/12/2017	6358	6601	6601,5	243,1	0,5
09/12/2017	7164	7301	7218,1	54,0	82,9
10/12/2017	6413	6318	6437,2	24,0	119,2
11/12/2017	7418	7750	7550,7	132,8	199,3
12/12/2017	7731	7900	7667,8	63,1	232,2
13/12/2017	7813	8051	7032,3	780,9	1018,7
14/12/2017	7914	7921	7729,1	184,4	191,9
15/12/2017	7753	7882	7856,0	102,6	26,0
16/12/2017	7181	7298	7377,5	196,6	79,5
17/12/2017	6464	6649	6665,0	201,3	16,0
18/12/2017	7761	7895	7643,0	117,7	252,0
19/12/2017	7942	7996	7729,8	212,4	266,2
20/12/2017	8062	8098	7786,2	275,6	311,8
21/12/2017	8082	7999	7809,7	272,6	189,3
22/12/2017	7847	7703	7765,0	81,6	62,0
23/12/2017	7195	7200	7362,7	167,7	162,7
24/12/2017	6527	6212	6628,2	101,3	416,2
25/12/2017	6358	6243	6022,1	336,2	220,9
26/12/2017	7539	7699	7442,4	96,6	256,6

FECHA	PRON PROPUESTO	PRON ESSA	DEMANDA REAL	DIF PRON PROPUESTO	DIF PRON ESSA
27/12/2017	7704	7713	7598,7	104,9	114,3
28/12/2017	7968	7799	7700,7	267,4	98,3
29/12/2017	7827	7784	7528,5	298,4	255,5
30/12/2017	7050	7264	6905,5	144,3	358,5
31/12/2017	6171	6320	6320,9	150,0	0,9

Los resultados obtenidos se pueden observar en la figura 14, donde se presentan los datos de demanda real, los pronosticados por ESSA y por el método de la presente guía.

Figura 14. Comparativo de resultados de pronósticos y demanda real



**4.2.2 Evaluación de resultados** el indicador MAPE para el pronóstico realizado por el método propuesto por la guía fue del 2,36%, el cual representa un error bajo, siendo óptimo para la necesidad de la empresa.

$$MAPE_1 = \frac{15753,3}{667114,03} = 2,36 \text{ (Ecuación 11)}$$

El indicador MAPE para el pronóstico realizado con el método actual que maneja la electrificadora de Santander fue del 2,72%, el cual fue bastante bueno al estar muy por debajo del 5% de desviación, sin embargo, el método propuesto presenta superioridad en el cálculo, estando por debajo en un 0,36%, siendo solo para un periodo de tres meses.

$$MAPE_1 = \frac{18127,8}{667114,03} = 2,72 \text{ (Ecuación 12)}$$

## 5. CONCLUSIONES

- Se documenta en forma clara y sencilla el flujo de la información necesaria para realizar el cálculo del pronóstico de la demanda, de modo que mejore la calidad de los datos de demanda y temperatura.
- Se presenta la guía para el cálculo del pronóstico de la demanda de energía para Santander, como parte del cumplimiento regulatorio de la resolución CREG 025 de 1995 y del acuerdo CNO 1020 de 2017, en la cual se establece la temperatura y el tiempo como las variables independientes que influyen en el cálculo del pronóstico de la demanda de energía para Santander, mediante el uso de la regresión lineal múltiple.
- Mediante el estudio de correlación realizado para la demanda horaria se pudo establecer que existe una fuerte correlación entre la demanda y la temperatura para Santander, estando entre el 60% y el 70% en días ordinarios y sábados, mientras que para los días domingos cae cerca del 45%.
- El método implementado para el cálculo del pronóstico de la demanda de energía para la Electrificadora de Santander resulta ser efectivo, así lo demuestra el indicador MAPE el cual fue del 2,36% para el caso de estudio, mejorando el indicador actual de la Electrificadora de Santander en un 0,36% para el periodo de tiempo que comprende el caso de estudio.
- Para los tipos de día más comunes como días ordinarios (lunes, martes, sábados) el cálculo del pronóstico de demanda resulta ser más preciso que para tipos de día poco frecuentes, como el primero de enero o el 20 de julio, esto se debe a que se pueden presentar en cualquier día de la semana y los registros históricos son menores, al ser días que se presentan una vez al año.

- Cuando el pronóstico de la temperatura falla por un margen igual o mayor a tres grados Celsius, el pronóstico de la demanda para Santander puede presentar errores de más del 4% con respecto a la demanda real del sistema.
- Es claro que el fenómeno de demanda de energía eléctrica es aleatorio, por lo cual no se puede representar mediante modelos determinísticos, entonces el modelo utilizado siempre presentará un error entre el valor estimado y el valor real.

## CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 038 - 2014 (14, mayo, 2014). Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. Diario oficial. Bogotá, DC., 2014, No 49.151 p 1-65.
- [2] COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 070 - 1998 (28, mayo, 1998). Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Diario oficial. Bogotá DC., 1998, p 1-63.
- [3] COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 025 - 1995 (13, julio, 1995). Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Diario oficial. Bogotá DC., 1995 p1-141.
- [4] COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 097 - 2008 (26, septiembre, 2008). Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Diario oficial. Bogotá DC., 2008, No 47.134 p 1-135.
- [5] COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 093 - 2012 (24, agosto, 2012). Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional. Diario oficial. Bogotá DC.,, 2012, No 48.586 p 1-20.

- [6] COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 126 de 2001 (29, marzo, 2001). Por el cual se aprueba el documento “Propuesta de evaluación de factores de distribución de energía activa y factores de potencia”. Bogotá DC., 2001 p1-10.
- [7] TASHIGUANO GUACHAMIN, Marco Vinicio. Modelamiento y simulación para la estimación de la demanda eléctrica futura, de la empresa eléctrica Quito S.A. Tesis pregrado ingeniería eléctrica. Quito. Universidad Politécnica Salesiana sede Quito, 2015.
- [8] ZAKARIA, Rahman, *et al.* Forecasting the Long Term Energy Demand of Bangladesh Using SPSS from 2011-2040" IEEE, 2016. p5.
- [9] UGUZ Harun, HAKLI Huseyin; BAYKAN Omer k. "A new algorithm based on artificial bee colony algorithm for energy demand forecasting in Turkey" IEEE, 2015. p6.
- [10] ZENG Qi, *et al.* "An Optimum Regression Approach for Analyzing Weather Influence on the Energy Consumption " IEEE, 2016. p6.
- [11] HOSSA Tymoteusz; FILIPOWSKA Agata; FABISZ Karol "The comparison of medium-term energy demand forecasting methods for the need of microgrid management" IEEE, 2014. p6.
- [12] SHUAI Wang; QI Dong Yong, YE Liu. "The Model of Energy Demand Forecast Based on Support Vector Machine " IEEE, 2013. p3.
- [13] COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 20 de 1999 (27, mayo, 1999). Por el cual se aprueba el procedimiento para la implementación de la demanda en áreas operativas. Bogotá DC., 1999 p1-13.
- [14] COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 312 de 2004 (07, diciembre, 2004). Por el cual se aprueba la modificación del

acuerdo 20 del C.N.O, para determinar los procedimientos de creación, operación y modificación de las Unidades de Control de pronóstico de demanda. Bogotá DC., 2004 p1-11.

- [15] COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 349 de 2006 (30, enero, 2006). Por el cual se aprueban los procedimientos de creación, operación y modificación de las Unidades de Control pronóstico de demanda y la oportunidad de reporte de información al CND. Bogotá DC., 2006 p1-10.
- [16] COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 366 de 2006 (27, julio, 2006). Por el cual se acuerda un procedimiento para el suministro de la información de demanda para la elaboración del Despacho económico. Bogotá DC., 2006 p1-3.
- [17] COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 1020 de 2017 (09, noviembre, 2017). Por el cual se aprueban los procedimientos para la gestión integral de la demanda. Bogotá DC., 2017 p1-12.
- [18] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia Revisión Julio de 2017. Bogotá D.C.: Sistema de información eléctrico colombiano. 2017. p 1-69.
- [19] GUJARATI, Damonar N y PORTER, Dawn C. Econometría. Mexico: McGRAWHILL, 2010. ISBN:978-607-15-0294-0.
- [20] LEVIN, Richar I y RUBIN, David S. Estadística para administración y economía, Mexico: Pearson Educación de Mexico, 2004. ISBN: 970-26-0497-4.

- [21] ANDERSON, David R; SWEENEY, Dennis J y WILLIAMS, Thomas A. Estadística para administración y economía, Mexico: Cengage Learning, Inc, 2008. ISBN-13: 978-607-481-319-7; ISBN-10: 607-481-319-1.
- [22] ARIZA RAMIREZ, Adriana Marcela. Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución. Tesis ingeniería eléctrica. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de ingenierías eléctrica, electrónica, física y ciencias de la computación, 2013, 145p.

## BIBLIOGRAFÍA

ANDERSON, David R; SWEENEY, Dennis J y WILLIAMS, Thomas A. Estadística para administración y economía, Mexico: Cengage Learning, Inc, 2008. ISBN-13: 978-607-481-319-7; ISBN-10: 607-481-319-1.

ARIZA RAMIREZ, Adriana Marcela. Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución. Tesis ingeniería eléctrica. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de ingenierías eléctrica, electrónica, física y ciencias de la computación, 2013, 145p.

COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 025 - 1995 (13, julio, 1995). Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Diario oficial. Bogotá DC., 1995 p1-141.

COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 038 - 2014 (14, mayo, 2014). Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. Diario oficial. Bogotá, DC., 2014, No 49.151 p 1-65.

COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 070 - 1998 (28, mayo, 1998). Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Diario oficial. Bogotá DC., 1998, p 1-63.

COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 097 - 2008 (26, septiembre, 2008). Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Diario oficial. Bogotá DC., 2008, No 47.134 p 1-135.

COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 093 - 2012 (24, agosto, 2012). Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional. Diario oficial. Bogotá DC., 2012, No 48.586 p 1-20.

COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 1020 de 2017 (09, noviembre, 2017). Por el cual se aprueban los procedimientos para la gestión integral de la demanda. Bogotá DC., 2017 p1-12.

COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 126 de 2001 (29, marzo, 2001). Por el cual se aprueba el documento “Propuesta de evaluación de factores de distribución de energía activa y factores de potencia”. Bogotá DC., 2001 p1-10.

COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 20 de 1999 (27, mayo, 1999). Por el cual se aprueba el procedimiento para la implementación de la demanda en áreas operativas. Bogotá DC., 1999 p1-13.

COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 312 de 2004 (07, diciembre, 2004). Por el cual se aprueba la modificación del acuerdo 20 del C.N.O, para deteminar los procedimientos de creación, operación y modificación de las Unidades de Control de pronóstico de demanda. Bogotá DC., 2004 p1-11.

COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 349 de 2006 (30, enero, 2006). Por el cual se aprueban los procedimientos de creación, operación y modificación de las Unidades de Control pronóstico de demanda y la oportunidad de reporte de información al CND. Bogotá DC., 2006 p1-10.

COLOMBIA. CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. Acuerdo CNO 366 de 2006 (27, julio, 2006). Por el cual se acuerda un procedimiento para el suministro de la

información de demanda para la elaboración del Despacho económico. Bogotá DC., 2006 p1-3.

GUJARATI, Damonar N y PORTER, Dawn C. Econometría. Mexico: McGRAWHILL, 2010. ISBN:978-607-15-0294-0.

HOSSA Tymoteusz y FILIPOWSKA Agata; FABISZ Karol "The comparison of medium-term energy demand forecasting methods for the need of microgrid management" IEEE, 2014. p6.

LEVIN, Richar I y RUBIN, David S. Estadística para administración y economía, Mexico: Pearson Educación de Mexico, 2004. ISBN: 970-26-0497-4.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia Revisión Julio de 2017. Bogotá D.C.: Sistema de información eléctrico colombiano. 2017. p 1-69.

SHUAI Wang; QI Dong Yong y YE Liu. "The Model of Energy Demand Forecast Based on Support Vector Machine " IEEE, 2013. p3.

TASHIGUANO GUACHAMIN, Marco Vinicio. Modelamiento y simulación para la estimación de la demanda eléctrica futura, de la empresa eléctrica Quito S.A. Tesis pregrado ingeniería eléctrica. Quito. Universidad Politécnica Salesiana sede Quito, 2015.

UGUZ, Harun; HAKLI, Huseyin y BAYKAN, Omer k. A new algorithm based on artificial bee colony algorithm for energy demand forecasting in Turkey. IEEE, 2015. p6.

ZAKARIA, Rahman, *et al.* Forecasting the Long Term Energy Demand of Bangladesh Using SPSS from 2011-2040" IEEE, 2016. p5.

ZENG Qi, *et al.* An Optimum Regression Approach for Analyzing Weather Influence on the Energy Consumption. IEEE, 2016. p6.

MEDINA HURTADO, Santiago; MORENO CADAVID, Julián y GALLEGO VALENCIA, Juan Pablo. Pronóstico de la demanda de energía eléctrica horaria en Colombia mediante redes neuronales artificiales [En línea]. Medellín: Universidad de Antioquia. 2011. (Recuperado en 10 septiembre 2017) Disponible en : <http://www.scielo.org.co/pdf/rfiua/n59/n59a10.pdf>.

TALLER DE DEMANDAS OPERATIVAS. (28 JULIO 2016: Bogotá D.C). Memorias. Bogotá: Consejo Nacional de Operación. 2016.

TALLER DE DEMANDAS OPERATIVAS SIN - CNO. (10 NOVIEMBRE 2017: Bogotá D.C). Memorias. Bogotá: Consejo Nacional de Operación. 2017.

SANJINÉS TUDELA, Gimmy Nardó. Análisis y pronóstico de la demanda de potencia eléctrica en Bolivia: una aplicación de redes neuronales. [En línea]. La Paz Bolivia: Instituto de investigaciones socio – económicas. 2011. (Recuperado en 15 septiembre 2017) Disponible en: <http://www.iisec.ucb.edu.bo/index.php/publicacion/analisis-y-pronostico-de-la-demanda-de-potencia-electrica-en-bolivia-una-aplicacion-de-redes-neuronales>.

PALMA LLEWELLYN, Andrés Felipe. Pronóstico de demanda de energía y potencia eléctrica en el largo plazo para la red de Chilectra S.A. utilizando técnicas de minería de datos. Tesis Magister en Gestión de Operaciones. Santiago de Chile: Universidad de Chile. Facultad de ciencias físicas y matemáticas, 2015, 242p.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. Plan Maestro de electrificación 2013 – 2022 Estudio y gestión de la demanda eléctrica. Quito Ecuador.: Agencia de regulación y control de electricidad. 2013. p 1-206.

WILLIS, H.Lee. Spatial electric load forecasting. New York: Marcel Dekker, C2002. p760. ISBN: 0-8247-0840-7.

YASUOKA, Jorge, *et al.* Demand And Energy Forecast: Investigation Of Driving Factors. IEEE, 2005. P4.

ALAMANIOTIS Miltiadis y TSOUKALAS Lefteri H. Implementing Smart Energy Systems: Integrating Load and Price Forecasting for Single Parameter Based Demand Response. IEEE. 2016. p6.