



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

**SISTEMA PREDICTIVO PARA LA ASIGNACIÓN DE BÚSQUEDAS DE
HURTOS Y FRAUDES EN UNA EMPRESA ELÉCTRICA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
INDUSTRIAL**

PATRICIO FELIPE MORALES MACHER

**PROFESOR GUÍA:
HERNÁN CÁRDENAS HERMOSILLA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MARIO MORALES PARRAGUÉ
LUIS DUJOVNE FISCHMAN**

**SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2013**

SISTEMA PREDICTIVO PARA LA ASIGNACIÓN DE HURTOS Y FRAUDES EN UNA EMPRESA ELÉCTRICA

Frontel, es una empresa perteneciente al rubro de la distribución eléctrica. Es miembro del Grupo Saesa, junto a Saesa, Luz Osorno y Edelaymén. Su cobertura comprende el sur de la Región del Biobío y toda la Región de la Araucanía.

Dentro de las políticas instauradas tanto en Frontel como en el Grupo Saesa, se encuentra el de combatir el fenómeno de las Pérdidas no Técnicas, atribuibles a la intervención de usuarios en el sistema de distribución (hurtos) y los artefactos de medida (fraudes) con el fin de sustraer energía eléctrica, generándole pérdidas a la empresa. Como política de combate a las Pérdidas no Técnicas, se dispone de un organismo transversal a las cuatro empresas, llamada “Área de Control de Pérdidas” (ACP). Para ello, el ACP posee un conjunto de brigadas de inspección, que son las encargadas de detectar las intervenciones en el sistema, además de una base de registro de servicios con ilícito, llamada “Base de Consumos No Registrados” (CNR).

En la actualidad, las brigadas de inspección de Frontel funcionan con un sistema de asignación de búsquedas alojado en un proceso generado desde las zonales. Dicho proceso, es tedioso y no está aprovechando la gran cantidad de información disponible. Todo esto se traduce en una baja efectividad en las búsquedas. A su vez, Frontel presenta la particularidad de ser una empresa con gran cantidad de usuarios de áreas rurales, lo que agudiza aún más el problema de las búsquedas infructuosas.

Para combatir el problema, inicialmente se estudió la Base CNR con el objetivo de localizar variables que permitiesen predecir el comportamiento de un cliente fraudulento. Del análisis, se extrajeron tres variables a estudiar: Consumo Bajo, Órdenes de corte pendientes y Reincidencia.

La solución propuesta es un sistema automático de asignación, que se genera desde el ACP. Para su acción, este sistema trabaja con un modelo matemático predictivo (Regresión Logística) y dinámico, que incorpora las variables anteriormente escogidas y utiliza la información alojada en la Base CNR como método de calibración. Además, puede adaptarse en el tiempo, incorporando nueva información entrante a las Bases de Datos

Tras la validación del modelo, se generó una lista de candidatos con alta probabilidad predicha para ser inspeccionados. Se realizaron 250 inspecciones en la zonal Temuco, obteniéndose una efectividad de búsqueda de 17,69%, superando con creces la efectividad actual de Frontel. Posteriormente, se realiza una estimación de impacto económico de la herramienta en Frontel, obteniéndose un aumento de 18,4% en recuperación económica estimada.

Finalmente, se concluye que el sistema automático apoyado del modelo matemático, pueden constituirse en una poderosa combinación que permita mejorar el proceso de asignación y la efectividad de las búsquedas, aumentando así el valor de la empresa.

DEDICATORIA

- *A Juanita y Hernán Patricio, de quienes lo único que espero siempre, es que estén orgullosos de su hijo menor.*
- *A Andreita y Paula, por acompañarme siempre y hacerme tío de mis dos hermosos sobrinos, Emilia e Ignacio.*
- *A mi abuela Tina, junto a mis queridos tíos y primos, con quienes comparto esta particular familia, bien “amoralá”*
- *A Juan Carlos y Hernán Enrique, mis queridos abuelos. De quienes heredé toda mi habilidad de en las matemáticas. Hernán Enrique, no hay día que no te recuerde con cariño. Juan Carlos, el éxito de este trabajo va dedicado a ti. Por fin la facultad saldará la deuda que tiene con tu recuerdo.*
- *A mi querido “Sensei”, José Miguel Quijada. Por fin seremos ambos hijos de esta facultad.*
- *A Nicole, Juan y Javier, compañeros de largas tardes de días martes.*
- *A Javiera, todo el ánimo y fuerza para lo que resta de camino. Tienes un visitante inesperado, pero con tu pasión lo dejarás atrás.*
- *A Magaly, mi segunda mamá, por aguantarme, escucharme y aconsejarme en esas largas tardes en la oficina.*
- *A mis hermanos no sanguíneos: Javier, Guillermo, Carlos, Benjamín, Luis y Nicolás. De quienes espero nunca separarme*
- *A mi queridísimo y amado Preuniversitario José Carrasco Tapia con todos los alumnos que he tenido, quien me mostró la luz sobre el monte en el punto más bajo del valle.*
- *A los que siempre creyeron en mí, haciéndome valer lo que valgo*
- *Finalmente, a los que nunca creyeron en mí. Gracias por motivarme día a día a superarlos y dejarlos en su lugar.*

AGRADECIMIENTOS

- A Raúl Bacciarini y Paolo Rodríguez, mis jefes del grupo Saesa, por todo su apoyo y solidarios conceptos hacia mi persona.
- A mi Profesor Guía, Hernán Cárdenas, por todos sus consejos y recomendaciones, como también, sus retos y críticas, gracias a las cuales logré salir adelante.
- A Don Manuel Paredes y Rodrigo Miranda, por toda su ayuda en este trabajo.
- A Valentina Giaconi, por guiarme hacia la decisión correcta.
- A Richard Oyarzún, por toda su ayuda y “buena onda” al interior del ACP.
- A Paula con Ignacio, por alojarme en su casita cada vez que tuve que viajar.
- A mis hermanitos no sanguíneos Carlos, Guillermo, Nicole, Juan, Nicolás, Luis y Javier. por aguantarme y contenerme en todo este proceso. En especial en esas larguísimas noches de estudio en casa de Cóndor 1394.

TABLA DE CONTENIDO

	PÁGINA
1.- ANTECEDENTES GENERALES	10
1.1.- MERCADO ELÉCTRICO	10
1.2.- FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	12
2.- DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	15
2.1.- INFORMACIÓN GENERAL	15
2.2.- MISIÓN	15
2.3.- VISIÓN	15
2.4.- DIVISIÓN ADMINISTRATIVA	15
2.5.- ÁREA DE CONTROL DE PÉRDIDAS	17
3.- PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA A TRATAR	19
3.1.- INTRODUCCIÓN	19
3.2.- TIPOS DE PÉRDIDA	19
3.3.- CUANTIFICACIONES Y RELEVANCIA DE LAS PÉRDIDAS	20
3.4.- CLASIFICACIÓN DE LAS PNT	21
3.5.- PROBLEMÁTICA EN FRONTEL	22
3.5.1.- ASPECTOS GENERALES	22
3.5.2.- ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS EN FRONTEL	23
4.- DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	25
4.1.- DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO PROPUESTO	25
4.2.- INNOVACIONES PROPUESTAS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	26
4.3.- VENTAJAS OFRECIDAS POR EL PROYECTO	27
5.- OBJETIVOS DEL TRABAJO	28
5.1.- OBJETIVO GENERAL	28
5.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS	28
6.- ALCANCES	29
7.- RESULTADOS ESPERADOS	30
8.- METODOLOGÍA	31
8.1.- ETAPA INICIAL	31
8.2.- ETAPA INTERMEDIA	31
8.3.- ETAPA FINAL	32
9.- MARCO CONCEPTUAL: ELECCIÓN DE MODELO MATEMÁTICO	33
9.1.- ASPECTOS GENERALES	33
9.2.- MODELO DE REGRESIÓN LOGÍSTICA	34
10.- SITUACIÓN ACTUAL Y DIAGNÓSTICO	36
10.1.- PROCEDIMIENTOS DEL ACP	36
10.2.- TRABAJO DEL ACP SOBRE FRONTEL	38
10.3.- LEVANTAMIENTO DE REQUERIMIENTOS Y ASIGNACIÓN DE BÚSQUEDAS	40
10.4.- PARTICULARIDADES DEL PROCESO EN FRONTEL	42
10.5.- DIFICULTADES DETECTADAS EN EL PROCESO	42
11.- DIRECCIONES DE CAMBIO: CARACTERIZACIÓN DE CLIENTES Y BASES	44
11.1.- CLIENTES DE FRONTEL	44
11.1.1.- ASPECTOS GENERALES	44
11.1.2.- CARACTERIZACIÓN DE LA BASE	45

11.1.2.1.- CLIENTES ACTIVOS	45
11.1.2.2.- CLASIFICACIÓN DE CLIENTES ACTIVOS POR TARIFA	46
11.1.2.3.- CLASIFICACIÓN DE CLIENTES ACTIVOS POR ACTIVIDAD ECONÓMICA	46
11.1.2.4.- CLASIFICACIÓN DE CLIENTES ACTIVOS POR TIPO DE MEDIDOR	46
11.1.2.5.- CLASIFICACIÓN DE CLIENTES POR CONSUMO	47
11.1.2.6.- CLASIFICACIÓN DE CLIENTES POR RURALIDAD	48
11.1.3.- COMPORTAMIENTO DE CONSUMO	49
11.2.- BASE DE CONSUMO NO REGISTRADO	52
11.2.1- DESCRIPCIÓN DE LA BASE DE CONSUMO NO REGISTRADO	52
11.2.2.- COMPORTAMIENTO DE CLIENTES HURTADORES	54
11.2.3- ANÁLISIS DE VARIABLES	56
11.2.3.1.- RURALIDAD	56
11.2.3.2.- ORDENES DE CORTE	56
11.2.3.3.- DEUDA CON EL SISTEMA	57
11.2.3.4.- REINCIDENCIAS	57
11.2.3.5.- COMPORTAMIENTO DE CONSUMO	58
12.- PROPUESTA DE REDISEÑO: ESTRUCTURA, CALIBRACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL MODELO ESCOGIDO	60
12.1.- PLANTEAMIENTO DEL MODELO EN FRONTEL	60
12.2.- ELECCIÓN DE VARIABLES	61
12.3.- DINAMISMO	62
12.4.- VALIDACIÓN Y PRIMER CÁLCULO	63
12.5.- CONSTRUCCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA CONTENEDORA	66
12.5.1.- ASPECTOS GENERALES	66
12.5.2.- ACTORES INVOLUCRADOS Y DESCRIPCIÓN PASO A PASO	66
12.5.2.1.- SUBPROCESO 1	68
12.5.2.2.- SUBPROCESO 2	69
12.5.2.3.- SUBPROCESO 3	70
12.5.2.4.- SUBPROCESO 4	71
12.6.- VENTAJAS DE LA HERRAMIENTA	73
13.- IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO Y RESULTADOS	74
13.1.- IMPLEMENTACIÓN SOBRE FRONTEL	74
13.2.- RESULTADOS	75
14.- PROYECCIÓN ECONÓMICA DE LA HERRAMIENTA	76
15.- PROPUESTAS DE MEJORAS PARA LA HERRAMIENTA	81
16.- PROPUESTAS DE MEJORA AL PROCESO Y AL ACP	82
17.- CONCLUSIONES	84
18.- BIBLIOGRAFÍA	85
19.- ANEXOS	87
19.1.- ANEXO A: RESEÑA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE CHILE	87
19.2.- ANEXO B: DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	90
19.3.- ANEXO C: DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS CLASIFICADORES DE CLIENTES	92
19.4.- ANEXO D: BREVE RESUMEN DE CÁLCULO DE COSTO POR TARIFICACIÓN	95
19.5.- ANEXO E: CÁLCULO DEL COSTO DE UNA INSPECCIÓN	96

19.6.- ANEXO F: EXTRACTO DE BASE DE PRUEBA	97
19.7.-ANEXO G: DESCRIPCIÓN BASE DE CONSUMO FRONTEL	98

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Fracción de capacidad total instalada y porcentaje población nacional abastecida.	13
Tabla 2.1: Principales gerencias del grupo Saesa.	16
Tabla 2.2: Distribución del grupo Saesa	17
Tabla 3.1: Cuantificación de pérdidas, como porcentaje del total de energía adquirida	20
Tabla 3.2: Porcentaje de ruralidad por empresa (Excluyendo Luz Osorno)	22
Tabla 9.1: Modelos propuestos para construcción de herramienta	33
Tabla 10.1: Proyección de inspecciones a realizar año 2012 Grupo Saesa	36
Tabla 10.2: Proyección de inspecciones exitosas año 2012 Grupo Saesa	36
Tabla 10.3: Efectividad esperada Grupo Saesa año 2012 por tipo de medidor y nivel de tensión	37
Tabla 10.4: Metas de recuperación energética Grupo Saesa Año 2012	38
Tabla 10.5: Energía promedio estimada a recuperar por Inspección en Kilo-Watt hora Grupo Saesa 2012	38
Tabla 10.6: Proyección de inspecciones a realizar año 2012 Frontel	39
Tabla 10.7: Proyección de inspecciones exitosas año 2012 Frontel	39
Tabla 10.8: Efectividad esperada Frontel año 2012 por tipo de medidor y nivel de tensión	39
Tabla 10.9: Metas de recuperación energética Frontel 2012	39
Tabla 10.10: Energía promedio estimada a recuperar por Inspección en Kilo-Watt hora Frontel 2012	40
Tabla 11.1: Delegaciones de cada zonal de Frontel	44
Tabla 11.2: Clientes activos sobre el total Frontel	45
Tabla 11.3: Clasificación de clientes por tipo de tarifa	46
Tabla 11.4: Clasificación de clientes por actividad económica.	46
Tabla 11.5: Clasificación de clientes por tipo de medidor	47
Tabla 11.6: Cantidad de clientes, consumo anual y consumo promedio por usuario Tarifa BT1, Act. Económica Residencial y Medidor Monofásico	47
Tabla 11.7: Cantidad de clientes, consumo anual y consumo promedio por usuario de otros clientes	47
Tabla 11.8: Porcentaje del total de energía consumida por clientes BT1 Residencial Monofásico	48
Tabla 11.9: Ruralidad por Zonal	48
Tabla 11.10: Consumo promedio anual por Delegación, clientes urbanos y rurales BT1 Residenciales Monofásicos	50
Tabla 11.11: Desviación estándar anual promedio por Zonal	51
Tabla 11.12: Desviación estándar anual promedio por Delegación	51
Tabla 11.13: Cantidad de CNR por empresa	52
Tabla 11.14: Distribución de CNR de Frontel por Zonal, Urbano y Rural	53
Tabla 11.15: Causas comunes de Hurto y Fraude eléctrico y posibles variables a analizar	54
Tabla 11.16: Cantidad de registros por servicio en Base CNR	58
Tabla 11.17: Cantidad de clientes con CNR por intervalo de Razón de Consumo	59
Tabla 12.1: Matriz de correlaciones entre variables	61

Tabla 12.2: Resultados test de validación	63
Tabla 12.3: Ajuste del Modelo de Regresión Logística	64
Tabla 12.4: Predicción por situaciones	65
Tabla 13.1: Cantidad de Servicios por intervalo de probabilidad predicha	74
Tabla 13.2: Resultados Preliminares	75
Tabla 14.1: Proyección de energía recuperable por inspección exitosa	77
Tabla 14.2: Cantidad de inspecciones estimadas a realizar en un año	77
Tabla 14.3: Proyección por escenarios zonal Lota	77
Tabla 14.4: Proyección por escenarios zonal Cabrero	78
Tabla 14.5: Proyección por escenarios zonal Temuco	78
Tabla 14.6: Proyección por escenarios zonal Angol	79
Tabla 14.7: Proyección por escenarios Total Frontel	79
Tabla 14.8: Recuperación Económica estimada por zonal	80
Tabla 14.9: Proyección con situación actual Frontel	80

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Fuentes de energía Mercado Eléctrico	10
Figura 1.2: Crecimiento de demanda anual de energía	10
Figura 1.3: Evolución consumo eléctrico v/s PIB	11
Figura 1.4: Mercado eléctrico como porcentaje del PIB	11
Figura 1.5: Expectativas de crecimiento del SIC	13
Figura 2.1: Distribución geográfica Grupo Saesa	16
Figura 2.2: Área de control de Pérdidas	18
Figura 3.1: Clasificación de PNT por tipo	21
Figura 3.2: Clasificación de PNT por tipo (Frontel)	24
Figura 4.1: Subproceso de asignación y almacenado propuesto	26
Figura 9.1: Gráfico de distribución de probabilidad en la Curva Logística	35
Figura 10.1: Proceso de asignación de búsqueda de subregistros	40
Figura 11.1: Cobertura geográfica Frontel	44
Figura 11.2: Clientes activos sobre el total Frontel	45
Figura 11.3: Consumo promedio mensual clientes urbanos y rurales Zonal Lota	49
Figura 11.4: Consumo promedio mensual clientes urbanos y rurales Zonal Cabrero	49
Figura 11.5: Consumo promedio mensual clientes urbanos y rurales Zonal Temuco	49
Figura 11.6: Consumo promedio mensual clientes urbanos y rurales Zonal Angol	50
Figura 11.7: CNR BT1 Residencial Monofásico de Frontel con respecto al total Grupo Saesa	53
Figura 11.8: Secuencia que relaciona consumos cero con órdenes de corte	56
Figura 12.1: Actores involucrados en primera etapa del proceso	67
Figura 12.2: Descripción de macro Generadora	68
Figura 12.3: Descripción de macro Calculadora de consumos	68
Figura 12.4: Descripción de macro Reincidentes	68
Figura 12.5: Descripción de macro Orden de corte	69
Figura 12.6: Descripción de macro Calibradora	69
Figura 12.7: Descripción de macro Extractora	70

Figura 12.8: Trabajo de analista en construcción de Modelo Logístico	70
Figura 12.9: Descripción Macro Regresión	71
Figura 12.10: Bosquejo de ventana de diálogo con el Analista Usuario	71
Figura 12.11: Descripción Macro Final	72
Figura 12.12: Descripción Macro Actualización Reincidencia	72
Figura 13.1: Imagen de listado con probabilidades predichas	74

1.- ANTECEDENTES GENERALES

El presente proyecto de trabajo de título, se inserta en uno de los principales actores de la economía del país: El mercado Eléctrico. Específicamente en el segmento Distribución, en uno de sus actores relevantes en la provisión de energía eléctrica: La Empresa Eléctrica de la Frontera, FRONTEL.

1.1.- MERCADO ELÉCTRICO

Cifras del año 2012 revelan, que el Mercado Eléctrico posee una capacidad total instalada de 15.4 GW, provenientes principalmente de Energía Térmica (65%) e Hidráulica (34%) y, en muy baja proporción, Energía Eólica (1%). El crecimiento interanual estimado de este sector es 6%.

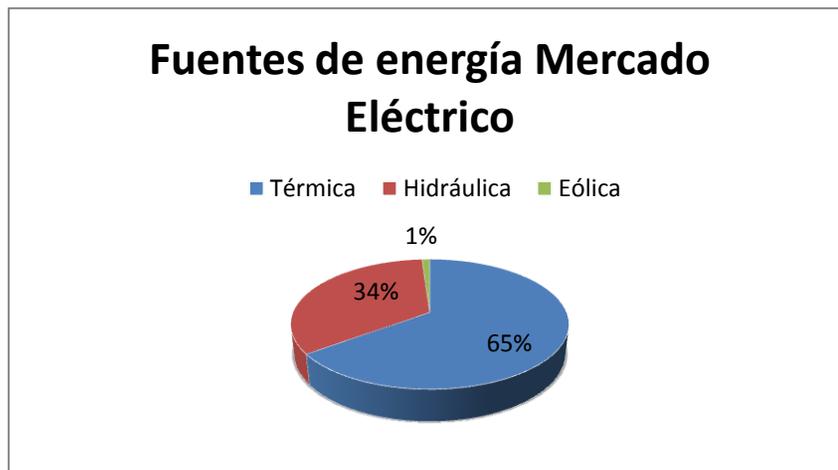


Figura 1.1: Fuentes de energía Mercado Eléctrico
Fuente: Comisión Nacional de Energía.

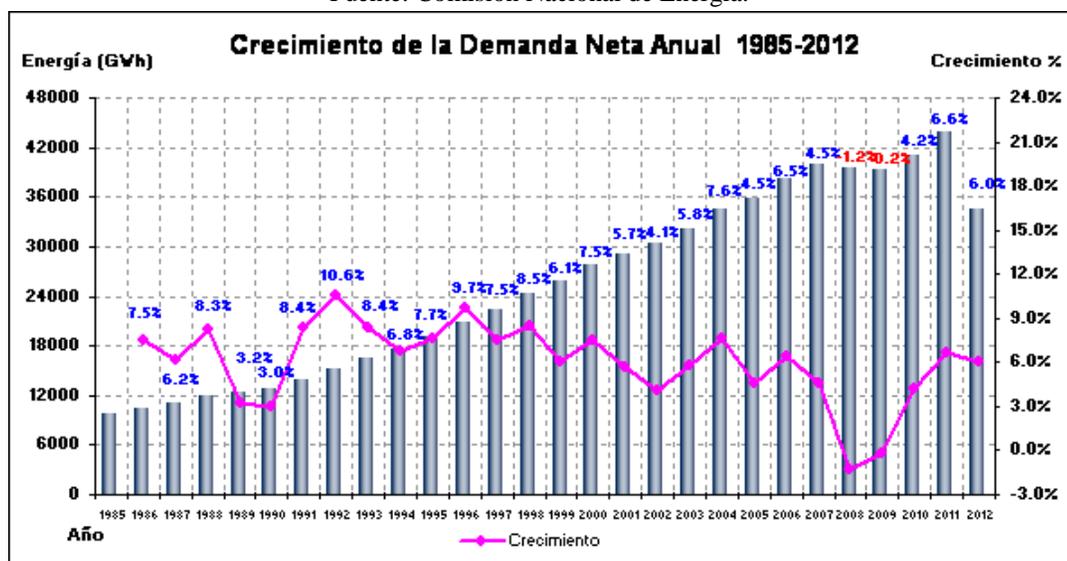


Figura 1.2: Crecimiento de demanda anual de energía
Fuente: Facultad Economía y Negocios, Universidad Alberto Hurtado

Dicho mercado, compone uno de los principales sectores económicos del país, con importantes cifras en cuanto a ingresos y ejercicios de diversas empresas del sector (así por ejemplo, La empresa Transelec, encargada de distribuir energía eléctrica en alta tensión, reportó resultados operacionales por US\$193.1 MM durante el año 2011¹

Este mercado presenta una evolución sostenida en el tiempo, de la mano con el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB). Además, representa una importantísima fracción de éste.

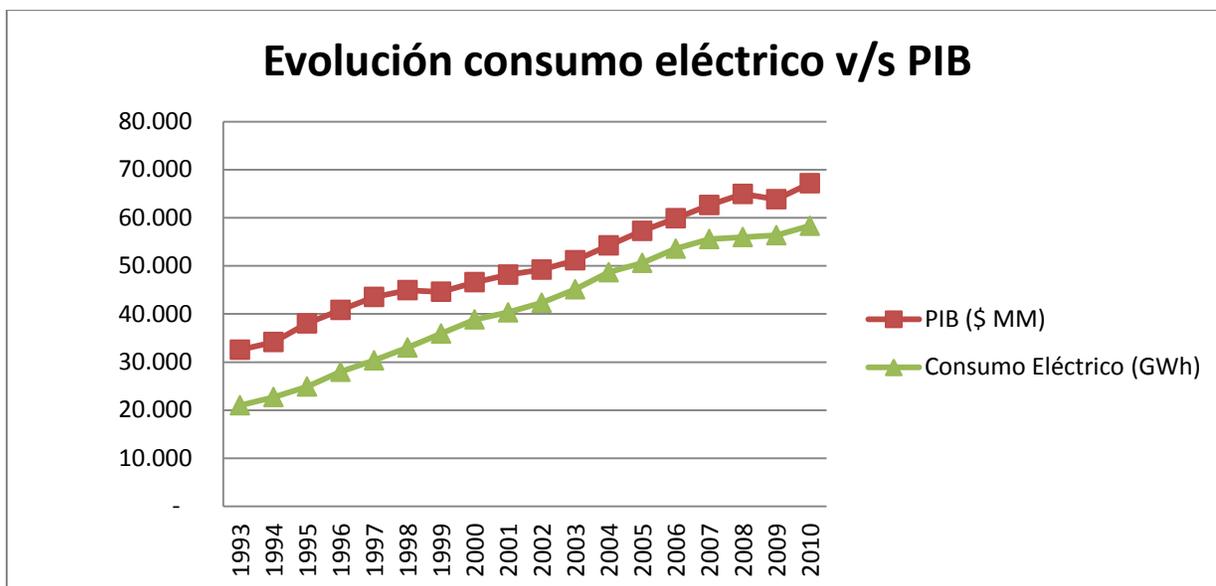


Figura 1.3: Evolución consumo eléctrico v/s PIB

Fuente: Comisión Nacional de energía Eléctrica

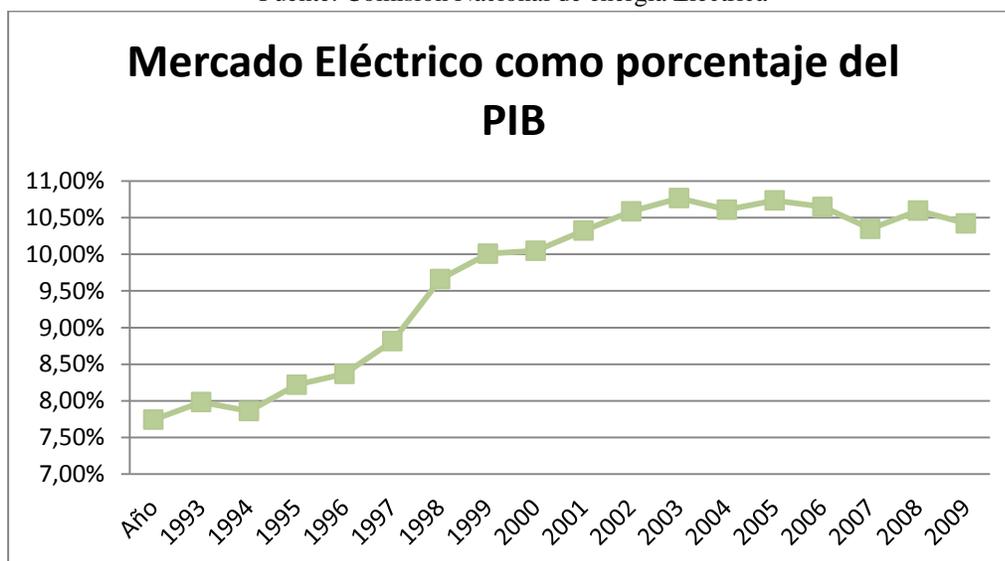


Figura 1.4: Mercado eléctrico como porcentaje del PIB

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2010

¹ “Ingresos Transelec año 2011”, www.transelec.cl

1.2.- FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En cuanto al funcionamiento de los sistemas eléctricos, estos comprenden básicamente cuatro grandes procesos: Generación, Transmisión, Subtransmisión y Distribución.

A continuación, se brinda una descripción, a grandes rasgos, de las etapas del funcionamiento de un sistema eléctrico:

- a) **Proceso de Generación:** Consiste básicamente en realizar transferencias de diferentes tipos de energía (potencial) en energía mecánica y posteriormente, en energía eléctrica, a través de generadores.

El funcionamiento de dichos generadores es convertir el movimiento producido por diferentes fuentes energéticas en energía eléctrica. Para el caso de Chile, existen tres principales tipos de centrales generadoras: Termoeléctricas (extracción de energía térmica de combustibles fósiles), Hidroeléctricas (obtención de potencial producido por movimientos de grandes bloques de agua provenientes de ríos o embalses) y Eólicas (extracción de energía a partir de movimiento de aspas a través de la presión del viento).

Las principales empresas de generación eléctrica en Chile son: Endesa Chile, AES Gener, Colbún, Electroandina y Edelnor.

- b) **Proceso de Transmisión:** Luego de ser generada y almacenada en las distintas empresas y centrales, la energía es transportada a través de un sistema de cableado en Alta Tensión, quienes transmiten la electricidad a 23.000 Volts Hasta subestaciones transformadoras quienes disminuyen este voltaje, o bien, clientes que Este es el principal sistema de transporte de energía, cubriendo la mayor distancia en kilómetros.
- c) **Proceso de Sub-Transmisión:** En este proceso, la electricidad sufre una importante disminución en cuanto a su voltaje, disminuyéndose hasta los 11.000 Volts, dada la cercanía con principales sectores poblados. Este nuevo valor de voltaje es conocido como “media tensión” y es al potencial que llega la corriente eléctrica antes del último proceso del sistema eléctrico.

La principal empresa chilena encargada de la transmisión y subtransmisión eléctrica es Transelec.

- d) **Proceso de Distribución:** Finalmente, la corriente transmitida en media tensión es nuevamente disminuida a su valor final, en baja tensión (220 Volt, para el caso de los servicios de una fase en Chile) en transformadores instalados en postes, ubicados estratégicamente. Valor al que puede ser comercializada a hogares y sectores urbanos, a través de conexiones conocidas como empalmes.

En esta última denominación, las principales empresas distribuidoras de Chile son: Chilectra, CGE, Chilquinta, Conafe y el Grupo Saesa.

Para el caso particular de Chile, el mercado de distribución eléctrica lo componen cuatro grandes sistemas de conexión: El Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, que compone básicamente las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta. El Sistema Interconectado Central, SIC, que abarca desde la región de Atacama por el norte, hasta la región de Los Lagos (en su totalidad) por el sur. El Sistema Cerrado de Aysén, EDELAYSEN que comprende sólo la Región Aysén del general Carlos Ibáñez Del Campo y el Sistema Cerrado de Magallanes, EDELMAG, que abarca la Región de Magallanes y la Antártica Chilena.

La siguiente tabla resume la fracción de la capacidad total instalada que utiliza cada sistema y el porcentaje de la población abarcada. (Para mayor detalle y descripción de dichos sistemas, visitar Anexo A: “Sistemas eléctricos de Chile”).

Sistema	% Cap. Total	% Población
SING	23,2	5,7
SIC	75,8	93
EDELAYSEN	0,3	0,5
EDELMAG	0,6	0,8

Tabla 1.1: Fracción de capacidad total instalada y porcentaje población nacional abastecida.
Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustible, 2011.

En el siguiente gráfico, se ven reflejadas las expectativas de crecimiento de la demanda del SIC para los próximos años.

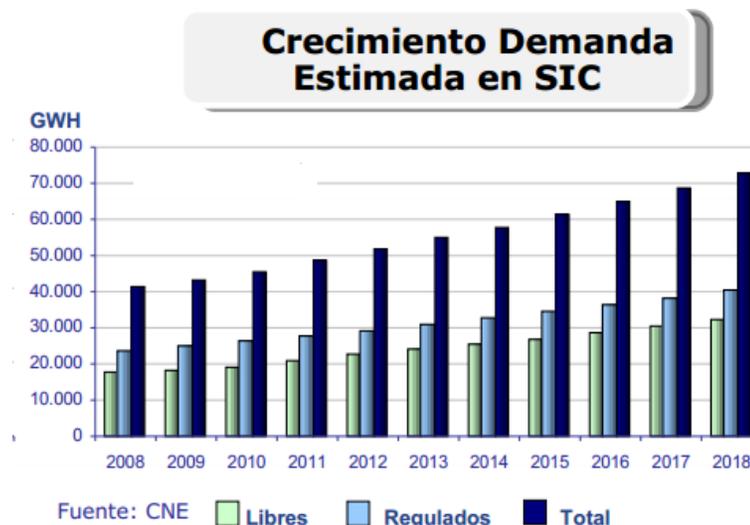


Figura 1.5: Expectativas de crecimiento del SIC
Fuente: “Desafío del sector eléctrico chileno: Visión de Endesa”

Las cifras vertidas en cuanto a ingresos y las expectativas de crecimiento de demanda, revelan la importancia de este mercado en la actividad económica nacional.

Enfocándose específicamente en el segmento distribución, el mercado eléctrico posee características de “monopolio natural”. En cuanto a la participación de empresas, enmarcadas en esta coyuntura en particular, es posible percatar que conviene poseer tan solo una empresa de distribución por zona geográfica. Esto obedece básicamente al hecho que existen “economías de densidad”, que muestran, dados los elevados costos fijos asociados, que la existencia de dos empresas distribuidoras en una misma zona geográfica, incluso repartiéndose equitativamente dicha zona, perjudicará abiertamente a los consumidores, dado que los costos medios de distribución serán siempre mayores al de una única empresa. Para un análisis más completo y acabado de las características y particularidades del mercado eléctrico, ver Anexo B: Descripción y características generales del mercado de distribución eléctrica).

2.- DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

2.1.- INFORMACIÓN GENERAL

El Grupo Saesa, es el principal distribuidor de energía eléctrica del sur de Chile. Cuenta con 4 empresas en su portafolio (Frontel, Saesa, Luz Osorno y Edelaysén) que cubren cinco regiones diferentes del país: desde el sur de la octava región (Lota) hasta el sistema cerrado de la región de Aysén (Coyhaique). Según cifras del año 2010, la empresa generaba ingresos por \$249 mil millones de pesos².

La empresa, pertenece al grupo inversionista de origen canadiense PSG Holding Chile, quienes a partir del año 2002, toman el control del grupo de empresas Saesa.

2.2.- MISIÓN

“Entregamos la energía que respalda el bienestar de las comunidades donde operamos, proveemos soluciones a nuestros clientes y generamos rentabilidad de largo plazo a nuestros accionistas.

*Propiciamos el crecimiento y desarrollo sustentable de la región, de nuestros clientes y de nuestros trabajadores”.*³

2.3.- VISIÓN

“Somos “La Luz del Sur”, como tal queremos ser la empresa líder en el mercado eléctrico de distribución, transmisión, generación y negocios asociados.

*Queremos ser reconocidos por nuestra excelencia en calidad de servicio y por nuestra contribución al crecimiento de las regiones donde desarrollamos nuestras operaciones”*⁴

2.4.- DIVISIÓN ADMINISTRATIVA

En la actualidad, Saesa posee una estructura centralizada a nivel de grupo de empresas, siendo dirigida por el Gerente General, señor Francisco Alliende Arriagada.

De esta manera, la empresa se subdivide en distintas gerencias. Todas ellas, abarcan al grupo en su totalidad, generándose sólo a una división a nivel zonal, dejando un encargado o jefe de área, lo que vislumbra el funcionamiento de las cuatro empresas como un grupo unificado.

² “Resultados Operacionales”, www.saesa.cl

³ “Nuestra Misión”, www.saesa.cl

⁴ “Nuestra Visión”, www.saesa.cl

A continuación, se muestra un diagrama con las principales gerencias y sus encargados:

Gerencia	Gerente
General	Francisco Alliende Arriagada
Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz
Admin.y Finanzas	Francisco Alliende Arriagada
Legal	Sebastián Sáez Rees
Comercial	Iván Reyes Trujillo
Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales
Ingeniería y Proyectos	Ramón Díaz Cortés
Regulación	Francisco Alliende Arriagada

Tabla 2.1: Principales gerencias del grupo Saesa.

Fuente: www.saesa.cl

Acorde a la enorme distancia geográfica cubierta por el grupo, este se subdivide en cuatro empresas principales. Frontel, Saesa, Luz Osorno y Edelaysén. Todas ellas, dependientes de las gerencias anteriormente descritas.



Figura 2.1: Distribución geográfica Grupo Saesa

Fuente: www.saesa.cl

De esta forma, la distribución de empresas del Grupo Saesa por zona es el siguiente.

Nombre Empresa	Sigla	Regiones Cubiertas	Zonales
Empresa Eléctrica de la Frontera	FRONTEL	Bío Bío, Araucanía	Lota, Cabrero, Angol y Temuco
Sociedad Austral de Electricidad	SAESA	Los Ríos, Los Lagos	Valdivia, Osorno, Puerto Montt y Chiloé
Compañía Rural Eléctrica de Osorno	LUZ OSORNO	Los Lagos	Osorno (Rural)
Empresa Eléctrica de Aysén	EDELAYSÉN	Aysén	Coyhaique

Tabla 2.2: Distribución del grupo Saesa.

Fuente: Elaboración Propia

En cuanto a la cantidad de clientes, El grupo Saesa atiende a más de 720 mil, cada uno de ellos clasificados acorde a su tipo de tarifa (dependiendo básicamente del nivel de consumo y requerimientos de potencial), tipo de medidor (Monofásico, con solo una línea de “fase”, voltaje 220 ó Trifásico, con tres líneas de “fase”, voltaje 380) y actividad económica que desarrollan (Residencial, Comercial, Municipal, Alumbrado Público, etc.) (Ver anexo 3: Clasificación de clientes por medidores, tarifas y actividades económicas principales).

Por otro lado, cabe destacar que el Grupo Saesa, por pertenecer al segmento de distribución, recibe una fuerte fiscalización de parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en cuanto a su estructuración tarifaria, cálculo de costos y márgenes permitidos en la industria.

El trabajo a desarrollar en el presente trabajo de título, se enmarca específicamente en la Gerencia de Operaciones. Al interior de esta, existen distintas áreas que abarcan actividades referentes a: Generación, Mantenimiento, Ejecución de Proyectos, Mejoras e Innovación, Gestión, etc. que se dividen en diferentes subgerencias y áreas.

Una de dichas áreas, hace referencia a una actividad neurálgica del Grupo Saesa; La gestión y el control de pérdidas.

2.5.- ÁREA DE CONTROL DE PÉRDIDAS

Hacia el año 2005, el Grupo Saesa comienza a implementar, un área orientada a cuantificar y evaluar la diferencia existente entre la energía aplicada al sistema y la que finalmente es posible justificar a través de la recuperación tarifaria.

Esta área, se conoce como el “Área de Control de Pérdidas” (en adelante, ACP). Dicho organismo, es transversal a todo el Grupo Saesa y posee una oficina centralizada (Osorno), lugar desde el cual, se crean las directrices necesarias para gestionar la energía perdida en el sistema, generando planificaciones que luego quedan a disposición de las diferentes áreas.

A continuación, se presenta un pequeño esquema con la estructura del Área de Control de Pérdidas:

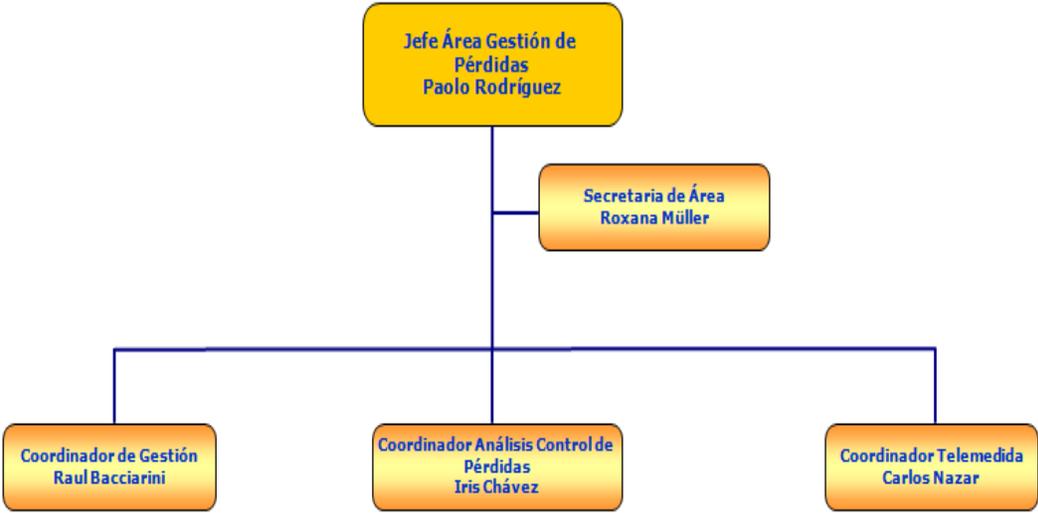


Figura 2.2: Área de control de Pérdidas
Fuente: Gerencia de Operaciones, Saesa.

3.- PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA A TRATAR

3.1.- INTRODUCCIÓN

Tal como se describió en el capítulo anterior, el ACP, es el organismo encargado de gestionar, un elemento fundamental, que condiciona de manera crítica el actuar de la empresa: Las pérdidas.

En cuanto a concepto, se define con el nombre de “Pérdida”, la diferencia existente entre la energía suministrada al sistema y la energía que finalmente es cobrable a través de la facturación de los diversos clientes adheridos a la distribuidora energética.

Las pérdidas, provienen de diversas fuentes. Estas pueden deberse a fenómenos imponderables, asociados a la transmisión, o bien, a directa acción e intervención de terceros. Quienes, inconsciente o deliberadamente, perturban a la red eléctrica y/o los sistemas de medición, generando diferencias entre lo que se suministra al sistema y lo que puede finalmente cobrar la empresa.

Inicialmente, se define la “Energía Suministrada en el Sistema” como toda la energía que la empresa distribuidora debe adquirir (comprar) para satisfacer la demanda total de los clientes asociados a ella. En este respecto, el sistema funciona de la siguiente forma: Los clientes o consumidores finales, son los que provocan el flujo de energía desde las Empresas generadoras hasta el Sistema de Transmisión. La empresa distribuidora (en este caso, el Grupo Saesa), posee medidores de energía y de potencia (acorde a lo demandado), que contabilizan el flujo generado por los consumidores finales. Es muy importante destacar que el Grupo Saesa debe comprar exactamente lo que indican los medidores apostados en la empresa generadora, ya que pactar cantidades de energía o potencia podrían hacer caer a la empresa en nuevas pérdidas (energía que no se vendió al no ser demandada) o incluso, en colapso al no ser capaces de abastecer la demanda total.

En cuanto a la “Energía Cuantificable”, es la que comprende la sumatoria de todos los reportes tarifarios de la compañía tras un período de ejercicio. De esta manera, la figura de pérdida queda mejor definida y a continuación será clasificada.

3.2.- TIPOS DE PÉRDIDA

Existen básicamente dos grandes familias de pérdidas energéticas. La primera, asociada exclusivamente a la transmisión, definida como *Pérdida Técnica*, que comprende básicamente todos los fenómenos físicos de: Roce, Efecto Joule, Resistencia, Etc., asociados a la naturaleza de los conductores y la disipación natural que presenta un sistema eléctrico (Por ejemplo, calor). Dichas pérdidas, no serán tratadas en este trabajo.

Por otro lado, se define como *Pérdida no Técnica (en adelante, PNT)*, aquella asociada directamente a la intervención sobre las líneas de transmisión, sistema de empalmes, medidas, gestión de información, etc. Es decir, las PNT son atribuibles o asociadas directamente a la acción de personas. Sobre este tipo de pérdidas se orientará este trabajo de título.

3.3.- CUANTIFICACIONES Y RELEVANCIA DE LAS PÉRDIDAS

En base a los estudios previos realizados por el ACP, las PNT representan un porcentaje no despreciable del total de energía suministrada.

Tipo Pérdida	Porcentaje de la energía
Pérdida Técnica	7%
Pérdida No Técnica	4%

Tabla 3.1: Cuantificación de pérdidas, como porcentaje del Total de energía adquirida
Fuente: ACP de SAESA

De esta manera, sobre un total de 1,675 [TWh] (Tera – Watts hora de energía), se obtiene que 67 [GWh] (Giga – Watts hora) corresponden a las PNT.

Para tener una referencia del valor que la empresa deja de percibir por no poder facturar dicha energía, se toma como referencia el precio de venta final de un Kilo Watt hora de energía. Calculando a través de una ponderación entre los diferentes precios asociados a tarifas (Ver anexo 4: Sistemas de tarificación), se obtiene que el precio final de venta de 1 [KWh] (Kilo – Watt hora) es aproximadamente \$120.

Realizando la equivalencia correspondiente entonces, 1 GWh \approx \$120.000.000. (Debido a que 1GWh = 1.000 MWh = 1.000.000 KWh).

De esta manera, el Grupo Saesa estima que sus PNT, equivalen a aproximadamente \$8.040.000.000 anuales.

¿Es esta pérdida de ingresos el único impacto generado por las PNT? La respuesta es no. Las PNT, influyen directamente sobre el precio final de la energía para los distintos clientes. De esta manera, un nivel de pérdidas elevado, generará un aumento en el “costo por uso del sistema troncal”, provocando la elevación del precio de la energía eléctrica para todos los clientes regulados del Grupo Saesa.

Es importante destacar, que el alza del costo por uso del sistema troncal generado por las PNT, cubren solamente un porcentaje de éstas. Vale decir, la empresa sólo puede amortizar una fracción de esta energía sustraída, con lo que finalmente, se genera un círculo vicioso que perjudica tanto a los clientes como a la empresa. Esta razón fundamenta entonces, el accionar de

Saesa en la búsqueda de reducir este tipo de pérdida. Para más información, ver Anexo D: Breve resumen de cálculo de costos para tarificación).

3.4.- CLASIFICACIÓN DE LAS PNT

En cuanto al tratamiento de los diferentes tipos de pérdidas, estos pueden ser clasificados en dos grandes grupos, junto con su cuantificación en el siguiente esquema.

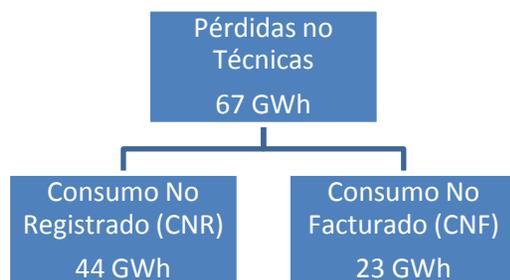


Figura 3.1: Clasificación de PNT por tipo
Fuente: ACP de Saesa

A continuación se clasificarán los dos grupos de PNT:

Consumo No Registrado: Sub registro en lectura de energía, que puede deberse a tres tipos de fenómeno, los dos primeros de carácter ilegal y el tercero de carácter imponderable

- ✚ **Hurto**: Conexiones realizadas fuera del sistema de medición, que imposibilitan leer la energía efectiva consumida.
- ✚ **Fraude**: Intervención directa sobre el sistema de medición (medidor), que provoca un mal funcionamiento de este, generando una lectura alterada, que siempre reporta menos de la energía que efectivamente consume el cliente.
- ✚ **Medidor Malo**: Falla en el aparato de medida, pero que no es provocado de forma intencional.

Cabe destacar, que en las dos primeras situaciones, los clientes concurren en una acción de carácter judicial, con lo que el cambio de equipo de medida se efectúa con cargo hacia los consumidores. En el tercer caso, la empresa está obligada a incurrir en el costo asociado al cambio del equipo de medida.

Consumo No Facturado: Sub registro que se origina básicamente a errores efectuados por brigadas u otros funcionarios de la empresa. Los CNF, se clasifican de la siguiente forma:

- ✚ **Cientes Mal Enrolados**: Clientes con funcionamiento normal del equipo de medida, pero no bien registrados en la Base Oficial de Consumo (Por ejemplo, un cliente que tiene dos medidores registrando consumo, pero solamente uno está en el sistema).
- ✚ **Cientes No Enrolados**: Similar a la situación anterior, pero no existe ni siquiera el registro del cliente en el sistema (Por ejemplo, un cliente nuevo).
- ✚ **Errores de Constante**: Existe en cada aparato de medida, un elemento llamado “constante energética de medición”, que pondera el consumo para el cálculo del valor asociado al consumo (referente al tipo de medidor). Este tipo de CNF corresponde a diferencia entre la constante calibrada en el aparato, contra la constante registrada en el sistema (que finalmente influirá el cálculo del valor de la cuenta del consumo).

Si bien es cierto este problema es transversal al Grupo Saesa, en el siguiente capítulo se detallará la situación específica de la empresa Frontel, que será la empresa en la cual se desarrollará el presente trabajo de título, como etapa de estudio orientada en una posible implementación para todo el Grupo Saesa.

3.5.- PROBLEMÁTICA EN FRONTEL

3.5.1.- ASPECTOS GENERALES

Frontel, es la primera empresa (en base a la distribución geográfica) del Grupo Saesa. Dicha compañía, como se especificó en la tabla 3, comprende las zonas de Lota, Cabrero, Angol y Temuco.

Esta empresa, posee la particularidad de ser la que posee el mayor índice de ruralidad del Grupo Saesa (Exceptuando por supuesto, Luz Osorno, que se encarga específicamente de la zona agrícola de Osorno, enfocada principalmente a la actividad lechera, para aproximadamente 25 mil clientes) como lo muestra la siguiente tabla:

Empresa	Cantidad Clientes activos (aprox.)	Ruralidad (%)
Frontel	285.000	32,88%
Saesa	335.000	19,72%
Edelaysén	75.000	22,45%

Tabla 3.2: Porcentaje de ruralidad por empresa (Excluyendo Luz Osorno)
Fuente: Elaboración Propia.

Como se observa, el alto índice de ruralidad, denota una baja concentración de la población. Dicha característica, hace que Frontel sea la empresa más compleja de manejar para el grupo (Como lo muestra el anexo 2, la densidad y concentración de la población, favorece a la empresa distribuidora, disminuyendo sus costos medios de transporte de energía y uso de sistema troncal. De esta manera, Frontel encara un problema serio en cuanto a la ruralidad).

Luz Osorno, no ingresa en este análisis, pues tiene la particularidad de tratar en su amplia mayoría con clientes de alto consumo energético, con tarifas que incluso, realizan contratos de potencia (vale decir, clientes que son fuertes consumidores energéticos, orientados a actividades agrícolas principalmente). Por esta razón, el trato de la empresa con ellos es de carácter preferencial y su tratamiento es mucho más directo y personal.

A diferencia de Luz Osorno, donde la mayoría de los clientes son libres o de tarifas distintas a la de Baja Tensión 1 y de actividad económica Agrícola (Ver Anexo C: Descripción de elementos clasificadores de clientes), la fracción más amplia de Frontel, corresponde a dicha tarifa y actividad económica Residencial. Vale decir, clientes normales de viviendas. Esto produce entonces un desafío mayor en Frontel, de cara a la gestión de operaciones, mantenimiento, alimentación, etc.

3.5.2.- ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS EN FRONTEL

En la actualidad, Saesa sólo presenta cifras a nivel agregado de sus pérdidas. Sin embargo, es posible realizar una estimación de éstas a través de algunos cálculos sencillos.

En primer lugar, cabe destacar que, según cifras calculadas de la Base de Consumos de Frontel, se registran alrededor de 565,2 GWh consumidos y cobrables durante el período Septiembre 2011 - Agosto 2012 por clientes activos. Dicho resultado, contrasta con la energía total suministrada en dicho período, que alcanza los 640,6 GWh⁵

Dicha diferencia, denota inmediatamente, una estimación de pérdidas de 11,77%⁶. Asumiendo que las Pérdidas Técnicas, corresponden al 7% del total de la energía suministrada, es posible estimar las Pérdidas No Técnicas en Frontel en un 4,77% (Vale decir, un total aproximado de 30,6 GWh).

⁵ Energía cuantificada desde empresa generadora, registrada en medidores de consumo asociados a Frontel (www.frontel.cl)

⁶ Proporción entre energía cobrable en Base de Consumos Frontel y Energía cuantificada desde empresa generadora.

Tomando como referencia la proporción existente entre Consumos No Registrados y Consumos No Facturados en el Grupo Saesa, el esquema de Pérdidas No Técnicas en Frontel se resume de la siguiente forma:



Figura 3.2: Clasificación de PNT por tipo (Frontel)
Fuente: ACP de Saesa

Determinando el valor de 1 KWh en \$120, La cifra total estimada de Pérdidas No Técnicas para Frontel, asciende a los \$3.672.000.000.

4.- DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

4.1.- DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO PROPUESTO

El proyecto descrito en el presente trabajo de título, consiste en generar una herramienta computacional que permita al ACP, generar de forma rápida y eficiente, listados de candidatos a inspección, basados en la información existente actualmente en los bancos de datos existentes en su sistema, esto es, generar un listado de búsquedas asociado a todas las variables que puedan ser relevantes en el sistema.

¿En qué fijarse a la hora de ejecutar listados de búsqueda? Para saber que características son relevantes o permiten acercarse hacia algún cliente o servicio que esté cometiendo un sub registro, es necesario investigar y comprender la información de la que actualmente se dispone. De esta forma, el proyecto contempla, analizar un recurso no utilizado hasta ahora: Intentar comprender que variables son extraíbles de los casos de ilícitos ya detectados (esto es, patrones comunes, análisis de comportamiento en el momento previo de la detección, etc).

La ejecución del proyecto está planificada para los clientes de tarifa *BT1*, medidor *monofásico* y segmento económico *residencial*. Dado que es este grupo el mayoritario en la compañía, como se describirá en los próximos capítulos. Al ser el grupo más grande, es quien requiere los mayores esfuerzos desde el punto de vista de asignación eficiente.

El presente proyecto plantea como entregable, una interfaz de diálogo con el usuario (Jefe Zonal), programada en lenguaje Microsoft Visual Basic (Macros). Dado que las bases de datos existentes están configuradas y escritas en archivos Microsoft Excel.

Como motor ejecutante de las búsquedas, se plantea programar la macro anteriormente mencionada con un modelo matemático que permita realizar cálculos de variables almacenadas en los sistemas, de manera que sea éste el que permita organizar a los consumidores y ordenarlos para posibles inspecciones.

El modelo matemático anteriormente planteado, se escogerá en función de los requerimientos propios y la naturaleza del problema. Dicho modelo, también pasará por un proceso de validación para así, otorgar un grado de certeza mayor a las búsquedas. Para la calibración y construcción de éste, se contrastará con la información disponible, como se describirá en los capítulos siguientes.

Además, el proyecto contempla segmentar y clasificar a los clientes acorde a la zona en la cual están insertos. El objetivo de esto es clasificarlos acorde a su zona de residencia y si esta se encuentra en alguna zona rural. Con esto, será posible estudiar de forma más precisa a cada cliente en cuanto a su consumo.

El entregable final del proyecto entonces, es una lista ordenada de clientes, bajo los criterios arrojados por el modelo que conjuga la información ya existente en diferentes bases de datos.

4.2.- PROPUESTA PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Adicionalmente, este proyecto contempla un leve rediseño al proceso que se analizará en detalle a continuación en el capítulo 10, que favorecería su ejecución y trabajo del área. En este respecto, el proyecto innova sobre la primera etapa del proceso (asignación). Proponiéndose los siguientes cambios sobre éste:



Figura 4.1: Subproceso de asignación y almacenado propuesto

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se describe el subproceso planteado anteriormente:

- **Generación de Información:** El Área de Soporte y Sistemas, recopila toda la información relevante almacenada y la envía al Área de Control de Pérdidas. Dicha información son archivos de texto que contienen, tanto la información contingente de consumo como también, la base CNR y otras que puedan contener datos que alimenten al sistema. Este paso es el cuello de botella del subproceso, dado que no es posible para las zonales apurar el trabajo de los gestores de información.
- **Conjunción de Información:** Ya al interior del ACP, un analista de datos (con fuerte conocimiento de modelos matemáticos y estadística, de los cuales, la empresa ya se encuentra dotada) filtra la información relevante para su análisis. Esto es, excluir la información asociada a clientes inactivos o de otras tarifas, segmentos económicos o medidores trifásicos. Además, toda la información y variables relevantes de análisis se juntan en una sola planilla, que se genera a partir de los clientes anteriormente detectados. Esta acción se genera con una herramienta computacional que automatiza este paso, produciéndolo de forma eficiente.

- **Generación y calibración de modelo:** Ya obtenidos los datos de los clientes activos, con sus variables calculadas, se procede a utilizar la información almacenada, a partir de lo obtenido en la Base CNR. Con esta información, se genera el modelo matemático, que permitirá realizar los cálculos y la asignación. Para ello, el analista deberá utilizar la información histórica, a través de una herramienta que permita calcular modelos para analizar su validez. El resultado de este proceso, Este procedimiento, es una expresión matemática que relaciona las variables. Su duración aproximada es de una hora.
- **Producción de listado:** Finalmente, el analista aplica la ecuación obtenida sobre todos los clientes activos, con lo que se obtiene el resultado o predicción para cada uno de ellos. Finalmente, este listado se ordena y se envía a cada Jefe Zonal para la ejecución de la orden de las búsquedas.

Por el momento, las etapas siguientes del proceso se dejarán operar del mismo modo. Hacia el final de este informe, se plantea un rediseño completo al proceso de asignación, con sugerencias sobre los subprocesos de comunicación y auditoría. Finalmente, el rediseño de los Subprocesos de Asignación y Almacenaje, están pensados para ejecutarse de forma trimestral.

4.3.- VENTAJAS OFRECIDAS POR EL PROYECTO

Las principales ventajas que ofrece el proyecto anteriormente planteado son las siguientes:

- ✚ **Costo Cero:** La herramienta y el modelo, no representan costo alguno para la empresa, dado que todos los elementos necesarios ya los posee. Vale decir, desde el punto de vista de la tecnología, Frontel ya se encuentra dotado de todo el software necesario.
- ✚ **Ciclos de trabajo:** Se sugiere hacer ciclos de revisión largos, asociado principalmente a dar tiempo a las brigadas a realizar más búsquedas antes de la generación del próximo listado.
- ✚ **Utilización de información disponible:** La empresa podrá hacer un mejor uso de su información, así como también poder observar comportamientos y análisis de sus clientes anteriormente no explorados. Por ejemplo, gracias a este sistema, será posible tener una variable de segmentación que permita clasificar el comportamiento de los clientes por sus respectivas zonales.
- ✚ **Apoyo de datos reales:** El modelo matemático, es calibrado a partir de los mismos datos de la empresa, lo que hace suponer un buen ajuste previo con las variables detectadas.
- ✚ **Automatización y dinamismo:** Finalmente, el sistema ofrece una automatización que le permite producirse de forma más eficiente. Además, este incorporará un fuerte dinamismo, actualizándose cada vez que es requerido.

5.- OBJETIVOS DEL TRABAJO

5.1.- OBJETIVO GENERAL

- Disminuir la energía asociada a Consumo No Registrado (CNR) en la empresa Frontel, perteneciente al Grupo Saesa, de manera de minimizar el valor actual de pérdidas, acercándolo hacia un valor mínimo (cercano al 2%), llamado “pérdida residual” (cifra sobre la cual, no es rentable realizar gestión y búsqueda para recuperación). Para cuantificar el objetivo, se propone la utilización de reportes trimestrales, donde todas las cifras asociadas a energía son recalculadas.

5.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Levantar los procesos asociados a la asignación de búsquedas de Frontel, para buscar situaciones posibles de optimizar.
- Estudiar y analizar la Base CNR para buscar variables que permitan predecir el comportamiento de los clientes hurtadores y defraudadores. Este análisis, se realizará con más información disponible en distintas bases de datos.
- Obtener una caracterización del comportamiento de los clientes BT1 residenciales monofásicos, desagregados a nivel de delegación, que permita agruparlos para un análisis más específico.
- Generar una herramienta computacional automática, fácil de utilizar y que esté respaldada con un modelo de predicción.
- Aumentar la eficiencia de las detecciones de subregistros o ilícitos generados con un sistema automático y único, orientado a clientes BT1, residenciales y de medidor monofásico, apoyado en un modelo matemático predictivo.
- Proveer a Frontel de un sistema dinámico, que permita ajustar sus parámetros en el tiempo, de manera que este pueda ajustarse a aspectos asociados a estacionalidad, aumento de datos, etc.
- Sugerir a la empresa posibles cambios, detectados a partir de los resultados y/o posibles optimizaciones a los procesos observados.

6.- ALCANCES

Dentro de los alcances esperados para este proyecto, se encuentran los siguientes:

- De las 4 empresas pertenecientes al Grupo Saesa, Sólo se trabajará con Frontel. La elección de esta empresa se debe a que es en ella donde la problemática se agudiza y donde es necesaria una mayor eficiencia (dados los factores de ruralidad anteriormente descritos). Paralelamente, se implementará inicialmente en Frontel para hacer más sencillo el manejo y tratamiento de datos (el número de zonales disminuye de 10 a 4, el total de clientes activos de 720 mil a 280 mil aprox.)
- Mejorar la efectividad porcentual de las búsquedas, de la mano con realizar estimaciones que permitan proyectar la recuperación energética asociada a la herramienta de búsqueda.
- Trabajar exclusivamente sobre los clientes de tarifa BT1, de segmento económico residencial y de medidor monofásico. Esto, debido a que los clientes de dicha tarifa corresponden aproximadamente al 90% de la compañía y las demás tarifas son las que presentan mayor varianza entre sí. Por otro lado, los clientes trifásicos y de otras tarifas, si bien es cierto pudiesen aportar más valor en recuperación (ver Tabla 10 y Tabla 15 en capítulos V.I) y V.II)) requieren otro tipo de tratamiento y análisis, por lo que no serán abordados en este trabajo.
- Realizar comparaciones con una buena representación de las bases de datos. Dada la naturaleza de errores almacenados, se trabajará directamente con los datos bien escritos, dado que la realización de un proceso de ETL, resulta costoso en tiempo y finalmente, podría no aportar mayor valor al trabajo. Además, las bases de datos son de naturaleza dinámica, por lo que realizar procesos de limpieza sobre las bases resultaría inútil a la hora de actualizar la base a trabajar.
- Dada la restricción temporal, sólo se analizarán resultados en un período corto de tiempo, dejando en la empresa la herramienta para seguir una medición posterior al período de prueba.
- Dada la simpleza de utilización y el bajo costo de este sistema, puede ser utilizado sin mayores inconvenientes (no existen barreras económicas para el proyecto), con lo que el sistema de asignación no representa una amenaza ni barreras de salida en caso de no aumentar la efectividad.

7.- RESULTADOS ESPERADOS

Los resultados esperados para el presente proyecto de título, son los siguientes:

- Revisión y levantamiento de los procesos de asignación de búsqueda, con el fin de optimizar la situación actual y generar una estrategia centralizada, quitándole responsabilidad a los Jefes de Zonal.
- Estudio al interior de las zonales de Frontel, para poder estimar el comportamiento de consumo a nivel de delegaciones.
- Obtención de patrones de conducta observables entre clientes detectados en las bases de CNR, a fin de establecer las características o variables principales que permiten delatar su accionar.
- Producción de una herramienta computacional sencilla de utilizar y fácil de implementar, que permita compilar variables para posterior análisis y calibración de un modelo matemático que permita reasignar las búsquedas según grado de predicción de fraude.
- Aumento de la cifra de efectividad en las búsquedas, junto con mejores expectativas de recuperación energética, que permita economizar en el mediano plazo los costos asociados a estos dos conceptos.
- Entregara la empresa, una cuantificación económica de la recuperación energética provocada por el esquema de búsquedas.

8.- METODOLOGÍA

Para el desarrollo de este trabajo, en base al aprendizaje adquirido por el memorista en los años anteriores, se plantea una metodología mixta, compuesta básicamente por elementos del rediseño de procesos, junto con la inclusión de una herramienta computacional, que permitirá ejecutar de forma coherente un mecanismo de resolución ante la problemática y objetivos planteados.

Para ello, la metodología se divide en tres grandes etapas y es la siguiente:

8.1.- ETAPA INICIAL

- 1) Levantamiento de proceso actual de asignación de búsquedas: Esta etapa, consistió básicamente en analizar el proceso ejecutado por el Grupo Saesa, Específicamente orientado a Frontel, para asignar búsquedas. Lo que se realizó fue un análisis al proceso actual de asignación de búsquedas, con el objetivo de localizar en el, una herramienta que automatice el proceso, permitiendo así, generar una estrategia unificada en todas las zonales y también, reasignar mejor las cargas de trabajo asociadas a este procedimiento.
- 2) Exploración base de datos de Frontel: En esta etapa, se busca comprender la composición y elementos relevantes de las bases de datos de consumo de las zonales asociadas a Frontel (Lota, Cabrero, Angol y Temuco). Con el objetivo de caracterizar y clasificar a los clientes BT1, residenciales y de medidor monofásico acorde a su nivel de consumo por ubicación geográfica a nivel de delegación.

8.2.-ETAPA INTERMEDIA

- 3) Análisis de base de datos de consumos no registrados: Esta etapa consiste en analizar profundamente la base de datos de CNR, existente en el sistema del ACP. El objetivo de esta etapa, es comprender que factores o relaciones se repiten en los clientes a la hora de detectar subregistros. También, se busca obtener una noción de indicadores relevantes, como reincidencia, comportamiento de consumo, cruce con otras variables, etc.
- 4) Investigación retroactiva: A partir de las variables anteriormente detectadas, se genera una base única, que almacene la información correspondiente a los clientes al instante de ser detectados (por ejemplo, si un cliente fue sorprendido con fraude en el mes de octubre de 2008, se analizarán sus variables correspondientes al comportamiento que presentaba en dicha fecha.

- 5) Selección y construcción de modelo matemático: A partir de las variables detectadas en la Base de CNR, se calibran un modelo matemático que permita utilizar estas variables para generar una función de predicción. Además, este modelo debe estar validado, a partir de parámetros de evaluación estadística.
- 6) Generación de lista histórica: Para facilitar la implementación, se generó una lista histórica de los clientes hurtadores. El objetivo es almacenar aquí sus variables, de manera de usar esta lista como base para la calibración del modelo para etapas futuras, añadiendo aquí las detecciones que se producen a futuro y así calibrar correctamente el modelo.
- 7) Programación de la herramienta primaria: Generar una interfaz programada en Microsoft Visual Basic, que permita automatizar el filtraje, agrupación de datos e implementar el modelo matemático anteriormente descrito.

8.3.- ETAPA FINAL

- 8) Fase de implementación y resultados: Tras la creación de la herramienta, se pretende ejecutar una fase de prueba para la nueva reasignación de búsquedas. Para ello, se pretende dejar una fracción de tiempo en la cual se efectúe una cantidad representativa de búsquedas, Para medir la nueva efectividad y proyectar la recuperación energética.
- 9) Proyección económica del sistema: Tras conocer los resultados de la fase de implementación, se construye una proyección de la energía y ventas recuperadas por el uso de la herramienta.
- 10) Análisis y sugerencias a la empresa: Finalmente, con los resultados obtenidos y los procesos completamente analizados, sugerir a la empresa posibles aspectos a mejorar, tanto del criterio de asignación como la ejecución propiamente tal del sistema. De esta manera, se elaborará un informe que muestre la real efectividad de la herramienta junto con un set de recomendaciones en pos de mejorar y otorgar valor a la empresa.

Cabe destacar, que el desarrollo de esta metodología se hará en la empresa Frontel. Quedará propuesta la implementación para las demás empresas del Grupo Saesa, así como la posible integración de los otros segmentos económicos y otras tarifas.

Adicionalmente, se propondrán posibles mejoras sobre otros elementos asociados al proceso de búsquedas, a partir de lo observado durante el desarrollo de esta memoria. Estos cambios quedan propuestos, dado que el foco de esta investigación se concentra en la generación de la lista de asignaciones.

9.- MARCO CONCEPTUAL: ELECCIÓN DE MODELO MATEMÁTICO

9.1.- ASPECTOS GENERALES

Como se ha observado anteriormente, Frontel solo posee como herramienta, para intentar predecir el comportamiento de sus clientes, las huellas dejadas por estos en la Base CNR y la información rescataable de las demás bases del sistema.

Por el momento, Frontel no tiene parámetros o variables para observar cuan probable es que un consumidor esté cometiendo fraude o hurto eléctrico. Pero sí, contiene información del momento en que los fraudes fueron cometidos.

Al tratarse de un problema en el cual, se debe intentar predecir el comportamiento de un cliente a partir de la información almacenada en la Base CNR, se plantean posibilidades de modelos matemáticos predictivos que pudiesen guiar la búsqueda hacia la dirección correcta. Algunas posibilidades existentes, están:

Modelo	Aspectos a favor	Aspectos en contra
Lineal	Fácil de implementar	No se poseen parámetros para una variable explicativa
Series de Tiempo	Permite aplicar seguimiento al consumo	Es muy complejo de implementar otras variables
Red Neuronal	Algoritmo potente, que tiene la particularidad de actualizarse de forma automática	Muy difícil de implementar, sistema de caja negra, puede tomar muchas iteraciones en comenzar a funcionar correctamente

Tabla 9.1: Modelos propuestos para construcción de herramienta

Fuente: Elaboración Propia

Como se observa en la Tabla 12.1, no es posible implementar cualquier tipo de modelo para solucionar este problema. Una primera dificultad que asoma, es el no poseer una variable explicativa que permita construir el modelo.

Sin embargo, es posible intentar establecer ciertos parámetros para generar una idea de modelo. Como se mencionó anteriormente, existe una denominación sobre cierto comportamiento: El tener presencia en la Base CNR.

Recurriendo a la caracterización realizada en el capítulo XI, los clientes que comenten CNR presentan algunas características que, podrían incrementar la probabilidad de encontrarlos en dicha base.

Por el momento, existe un conjunto de variables que poseen fuerte presencia en los clientes que cometen CNR (Ruralidad, Consumo, Órdenes de corte y Reincidencia). Por otro lado, es posible determinar que un cliente que aparece en la Base de CNR, es un evento cierto (probabilidad 1) de cometer este ilícito en dicho período de tiempo.

Lo anterior sugiere entonces, modelar el problema de predicción como uno donde pueden encontrarse dos resultados posibles tras la inspección: Presencia o ausencia de CNR. De esta forma, surge con fuerza la modelación del problema a través de una curva de Regresión Logística.

9.2.- MODELO DE REGRESIÓN LOGÍSTICA

La Regresión Logística, se define como “una técnica estadística multivariante que nos permite estimar la relación existente entre una variable dependiente no métrica, en particular dicotómica y un conjunto de variables independientes, métricas o no métricas”⁷.

La naturaleza del problema que enfrenta Frontel y el Grupo Saesa, cumple con la descripción anteriormente hecha. La variable que se intenta explicar (o aproximar), es la presencia de hurto o fraude en un cliente (puede expresarse entonces en forma dicotómica, asignándole el valor 0 en caso que sea remoto estar en presencia de un hurto o fraude y el valor 1 cuando esta probabilidad es mayor).

La Regresión Logística, surge a partir del modelamiento de un problema lineal:

$$p = \alpha_0 + \alpha_1 * X$$

Donde p representa la probabilidad de éxito, α_0 y α_1 son constantes y X una variable explicativa. La primera dificultad observable es que p, debe tomar únicamente valores dicotómicos {0,1}. Para lo cual, el modelo no se realiza directamente sobre p, sino sobre el ratio $\frac{p}{1-p}$. Acá, surge un segundo problema: p no puede tomar el valor 0, ya que así, el modelo se indefiniría. Para lo cual, se realiza la siguiente transformación sobre el modelo:

$$\ln\left(\frac{p}{1-p}\right) = \alpha_0 + \alpha_1 * X$$

Con lo que se obtiene el siguiente modelo equivalente en términos de p:

$$p = \frac{e^{\alpha_0 + \alpha_1 * X}}{1 + e^{\alpha_0 + \alpha_1 * X}}$$

⁷ “Modelos de regresión: Lineal simple y Logística”, Irene Moral Peláez

De esta forma, el modelo conserva su naturaleza dicotómica, pudiendo tomar cualquier valor para las variables explicativas, obteniéndose una probabilidad de la siguiente forma, con soporte [0,1]:

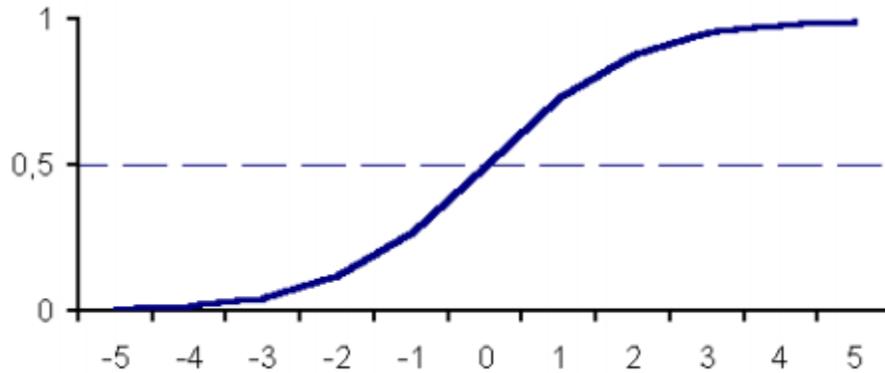


Figura 9.1: Gráfico de distribución de probabilidad en la Curva Logística

Fuente: “Estimación de la ocurrencia de incidencia en declaraciones de pólizas de importación”, Salcedo Poma, Celia Mercedes.

El valor de $\frac{p}{1-p}$, se conoce como “Odds”, y representa la razón de probabilidades 1 contra probabilidades 0, es decir, el número de casos ciertos v/s casos imposibles.

Existen distintos tipos de regresiones logísticas. Entre los que destacan:

- ✚ **Regresión Logística Univariante Simple:** Modelos con solo una variable explicativa y solo una variable dicotómica dependiente
- ✚ **Regresión Logística Univariante Múltiple:** Modelos con más de una variable explicativa (lineal, numérica, dicotómica, etc.) y solo una variable dicotómica dependiente.
- ✚ **Regresión Logística Multivariante:** Modelos con más de una variable dependiente de naturaleza dicotómica.

Para el presente trabajo entonces, se escoge un modelo de Regresión Logística Univariante Múltiple, utilizando las variables encontradas en el capítulo anterior. Para ello, se trabajará sobre las variables para proponer un modelo que sea representativo de la situación actual de Frontel.

10.- SITUACIÓN ACTUAL Y DIAGNÓSTICO

10.1.- PROCEDIMIENTOS DEL ACP

En la actualidad, el ACP desarrolla un plan de gestión para reducir las cifras alusivas a las PNT, que abarca desde la búsqueda de CNR y CNF en la matriz de clientes, hasta proyectos paralelos para mejorar la recuperación tarifaria (Por ejemplo, proyectos de cambio de medidores antiguos electromecánicos por electrónicos, con mayor precisión y estándares de seguridad e inviolabilidad).

Para realizar las búsquedas, el Grupo Saesa dispone de un conjunto de Brigadas de Inspección (Pareja de inspectores, especialistas en detección de irregularidades) en cada zonal perteneciente al grupo. Dichas brigadas, tienen la labor de revisar cuidadosamente cada servicio y/o medidor que le ha sido asignado en búsqueda, para corroborar la existencia o no de algún subregistro (entiéndase por *subregistro*, registros menores debido a la intervención o mal funcionamiento del instrumento de medida). Una inspección se considera exitosa si la brigada detecta algún tipo de irregularidad. Se estima que diariamente, una brigada puede realizar en promedio 15 inspecciones.

Referente a las búsquedas de subregistros, el ACP plantea año a año, una planificación de metas y plan de trabajo, que coloca a disposición de los diferentes Jefes de Zonal, con los cuales, se realizan estimaciones de reducción y recuperación de energía.

A continuación, se muestran dos tablas resúmenes de la cantidad de inspecciones a realizar, separadas en 4 grupos principales, y estimación de proyecciones exitosas por grupo.

Grupo Inspección	Cantidad
BT 1F	92.430
BT 1F por Denuncias	5.850
BT 3F	4.907
MT 3F	623
Total	103.810

Tabla 10.1: Proyección de inspecciones a realizar año 2012 Grupo Saesa
Fuente: Área de Control de Pérdidas Saesa

Grupo Inspección	Cantidad Éxitos
BT 1F	5.951
BT 1F por Denuncias	3.019
BT 3F	245
MT 3F	35
Total	9.250

Tabla 10.2: Proyección de inspecciones exitosas año 2012 Grupo Saesa
Fuente: Área de Control de Pérdidas Saesa

La Tabla 10.1 resume la productividad esperada para el año 2012. En ella, se observa una planificación de alrededor de 103.810 Inspecciones, Seccionadas en base a 4 grandes grupos:

- ❖ **BT 1F:** Clientes conectados en baja tensión, con medidor monofásico (220 Volts.). En este grupo, se proyectaron un total de 92.430 búsquedas (89,03% del total)
- ❖ **BT 1F por denuncias:** Mismo tipo de conexión y medidor anteriormente descrito, pero su inspección surge a partir de una denuncia previa (la denuncia ocurre cuando otro miembro de la empresa, por ejemplo, la brigada comercial, percata alguna irregularidad en la conexión al empalme o comportamiento del medidor). Para este tipo especial, se esperaron un total de 5.850 búsquedas (5,64% del total).
- ❖ **BT 3F:** Clientes conectados en baja tensión, pero de medidor trifásico (380 Volts.). En esta clasificación, se ordenó realizar 4.907 búsquedas en el año (4,73% del total).
- ❖ **MT 3F:** Clientes conectados en media tensión y de medidor trifásico (11.000 Volts). Finalmente, las búsquedas en clientes de media tensión representan el restante 0,6% del total.

La Tabla 10.2, resume la cantidad de inspecciones exitosas esperadas por el Grupo Saesa para el año 2012. De dichas tablas, es posible obtener la proyección de efectividad, separada en estos 4 grupos y la efectividad total esperada, anidando dicha información en la Tabla 10.3.

Grupo Inspección	Efectividad Esperada
BT 1F	6,40%
BT 1F por Denuncias	51,61%
BT 3F	4,99%
MT 3F	5,62%
Total	8,91%

Tabla 10.3: Efectividad esperada Grupo Saesa año 2012 por tipo de medidor y nivel de tensión
Fuente: Elaboración Propia a partir de datos de ACP

De la Tabla 10.3 es posible colegir, la enorme diferencia existente entre la proyección sobre las detecciones monofásicas de baja tensión por denuncia y el resto de los grupos. Esto se debe, como se describió anteriormente, a que previamente se detectaron irregularidades o elementos sospechosos sobre dicho servicio. El resto de las inspecciones tienen una efectividad esperada más bien baja.

En una segunda dimensión del plan de trabajo del Área de Control de Pérdidas, se establecen las metas energéticas asociadas a las búsquedas exitosas. A continuación, se resume la proyección realizada por el área de control de pérdidas en cuanto a energía. Es importante destacar que la energía recuperada es reincorporada al sistema de forma permanente (vale decir, se estima como un ingreso a perpetuidad a favor de la empresa).

Grupo Inspección	Meta Recuperación (GWh)
BT 1F	2,05
BT 1F por Denuncias	1,08
BT 3F	0,79
MT 3F	0,30
Total	4,22

Tabla 10.4: Metas de recuperación energética Grupo Saesa Año 2012

Fuente: Área de Control de Pérdidas, Saesa.

En base a lo expuesto en la Tabla 10.4, es posible percatarse que la mayor fracción de energía a recuperar es la correspondiente al segmento BT 1F, con y sin denuncias. Concentrando un 74% de la meta total del grupo. Un análisis relevante de realizar es la energía promedio estimada a recuperar por inspección (para visualizarla de mejor forma, el análisis se reduce a nivel de KWh). Dicha información, puede resumirse en la siguiente tabla.

Grupo Inspección	Energía promedio por Inspección (KWh)
BT 1F	344
BT 1F por Denuncias	358
BT 3F	3.224
MT 3F	8.571
Total	12.498

Tabla 10.5: Energía promedio estimada a recuperar por Inspección en Kilo-Watt hora Grupo Saesa 2012

Fuente: Elaboración Propia

De esta tabla es posible apreciar que la importancia relativa de cada inspección trifásica (tanto en media como en baja tensión) es considerablemente mayor a las de servicios monofásicos. De este análisis se desprende que efectivamente, el tratamiento de clientes trifásicos debe ejecutarse a un nivel de detalle mucho mayor. Es por esta razón que Saesa dispone de brigadas especializadas en este tipo de medidor. Por otro lado, la cantidad de clientes de este tipo de medidor, como se observará más adelante, permite a la empresa eventualmente realizar al menos una inspección por servicio al año, situación muy distante respecto de los servicios monofásicos, lo que a todas luces sugiere un sistema de gestión de las búsquedas que intente maximizar los éxitos en las inspecciones y así, permita engrosar la cantidad de energía recuperada.

10.2.- TRABAJO DEL ACP SOBRE FRONTEL

A continuación, se muestra un análisis similar al hecho anteriormente, pero esta vez aplicado sobre Frontel, mostrando sus proyecciones de cantidad de inspecciones, búsquedas exitosas, efectividad esperada, recuperación energética total y recuperación energética promedio:

Grupo Inspección	Cantidad
BT 1F	24.885
BT 1F por Denuncias	1.700
BT 3F	1.402
MT 3F	178
Total	28.165

Tabla 10.6: Proyección de inspecciones a realizar año 2012 Frontel
Fuente: Área de Control de Pérdidas Saesa

Grupo Inspección	Cantidad Éxitos
BT 1F	2.025
BT 1F por Denuncias	1.028
BT 3F	70
MT 3F	10
Total	3.234

Tabla 10.7: Proyección de inspecciones exitosas año 2012 Frontel
Fuente: Área de Control de Pérdidas Saesa

Grupo Inspección	Efectividad Esperada
BT 1F	8,13%
BT 1F por Denuncias	60,47%
BT 3F	4,99%
MT 3F	5,62%
Total	11,48%

Tabla 10.8: Efectividad esperada Frontel año 2012 por tipo de medidor y nivel de tensión
Fuente: Elaboración Propia

Al igual que en el caso de todo el Grupo Saesa, la efectividad esperada por denuncias es muy alta. Para el caso de Frontel, se observa una efectividad total de casi 11,5%. Es muy importante destacar que esta efectividad dista de ser la real, por el efecto inducido de las inspecciones por denuncias (por decirlo de cierta forma, son inspecciones con “información perfecta” en la mayoría de los casos, ya que surgen a partir de una inspección previa o bien del trabajo de otra brigada).

En cuanto a la meta de recuperación, Frontel plantea para el 2012 recuperar un poco más de 1 GWh, desagregado como demuestra la siguiente tabla:

Grupo Inspección	Meta Recuperación (GWh)
BT 1F	0,52
BT 1F por Denuncias	0,27
BT 3F	0,22
MT 3F	0,09
Total	1,10

Tabla 10.9: Metas de recuperación energética Frontel 2012
Fuente: Área de Control de Pérdidas, Saesa.

Finalmente, la Energía promedio por inspección, a nivel de KWh, otorga un resultado muy similar al caso de Saesa, con la salvedad, que los servicios monofásicos presentan expectativas de recuperación menor que el promedio del Grupo Saesa. Este es un fuerte indicador de que el consumo esperado es Frontel, es uno de los más bajos de la compañía.

Grupo Inspección	Energía promedio por Inspección (KWh)
BT 1F	257
BT 1F por Denuncias	263
BT 3F	3.143
MT 3F	9.000
Total	12.662

Tabla 10.10: Energía promedio estimada a recuperar por Inspección en Kilo-Watt hora Frontel 2012
Fuente: Elaboración Propia a partir de los datos

Estos esquemas y planificaciones de recuperación, surgen a partir de la experiencia adquirida en el área referente a las detecciones anteriormente logradas. Como se puede observar, la efectividad resulta baja, dado que al cálculo de inspecciones exitosas hay que descontarle el de las hechas por denuncias (como se mencionó anteriormente). Por lo que la efectividad es aún más baja de la calculada en las tablas anteriores.

10.3.- LEVANTAMIENTO DE REQUERIMIENTOS Y ASIGNACIÓN DE BÚSQEDAS

Mientras el ACP planifica las metas de recuperación y efectividad, Cada zonal ejecuta periódicamente un listado de servicios a inspeccionar, a través de un sistema de asignación de información que se explica a continuación. Cabe destacar que las asignaciones se realizan de forma bisemanal.

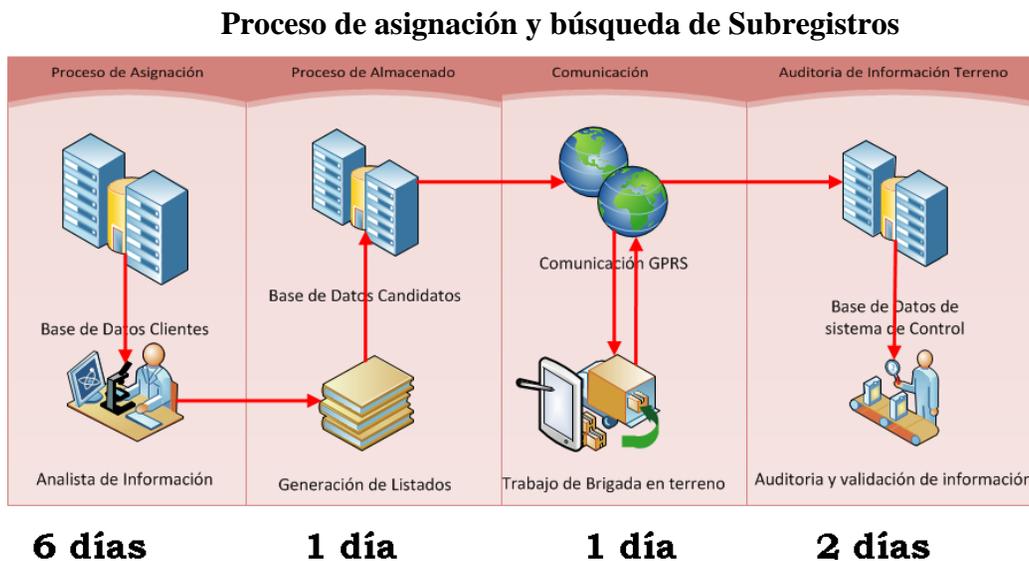


Figura 10.1: Proceso de asignación de búsqueda de subregistros
Fuente: ACP Saesa

Proceso de asignación: Consiste básicamente en escoger a los posibles candidatos a búsqueda, previa descarga de la base de consumo correspondiente a cada zonal, que descarga la información proveniente desde el Área de Soporte y Sistemas, en planillas Excel. No existe ningún tipo de herramienta que permita realizar este procedimiento de forma automática, por lo que, los gestores y analistas de información, toman alrededor de 6 días en generar los listados de posibles candidatos a búsqueda de manera manual. Los criterios de asignación, quedan a merced de lo que cada gestor de información decida. Los responsables de esta labor, son los Jefes de Zonal.

Proceso de almacenado: Una vez generado el listado de posibles candidatos, se ingresa a una Base de datos alojada en el sistema, para posteriormente ser rescatada por los brigadistas. Este procedimiento, demora aproximadamente un día y corresponde al personal encargado de ingresar datos a las bases.

Proceso de Búsqueda: Las brigadas, recogen los listados ya generados al sistema y ejecutan sus inspecciones. Posterior a ellas, deben ingresar los datos alusivos a la inspección en un archivo designado para dejar una bitácora de las inspecciones y, en caso de detectar subregistros, ingresarlos a un segundo archivo, donde se especifica el subregistro detectado. Para esto, las brigadas cuentan con pequeños aparatos electrónicos, que les permiten generar los reportes de forma instantánea.

Proceso de auditoría: Finalmente, los datos otorgados por los brigadistas son analizados y tipeados en las bases por el personal encargado de almacenaje e ingreso de datos a las bases, quienes finalmente registran lo encontrado por las brigadas. Todas las búsquedas se almacenan en un recopilatorio histórico llamado “Base de Inspecciones”.

Cuando se obtienen búsquedas exitosas, el Grupo Saesa está habilitado para ejecutar un esquema de *cobro retroactivo*. Esto es, ejecutar un cobro energético equivalente a la medición posterior a la detección (con el consumo y la medida normalizada), durante los meses que se estima presente el ilícito o falla, con un tope máximo de 6 meses⁸. De esta forma, se compensa a la empresa para que pueda recuperar una porción de la energía sustraída.

Adicionalmente, Saesa posee una base de datos conocida como “Base CNR”, en la cual, se almacenan todos los datos asociados a la búsqueda exitosa. (Fecha, lugar, ID Servicio, tipo de ilícito, descripción, etc.). Es decir, las búsquedas exitosas se almacenan, tanto en la Base de Inspecciones como en la Base CNR

⁸ Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile, «La regulación del segmento distribución en Chile,» Santiago, 2006.

10.4.- PARTICULARIDADES DEL PROCESO EN FRONTEL

Como se describe anteriormente, Frontel tiene la particularidad de ser, tras Luz Osorno, la empresa de mayor ruralidad del grupo (con la salvedad de poseer muchísimos más clientes de tarifas de consumo bajo y una dispersión espacial considerablemente mayor respecto a Luz Osorno).

Esta situación, agudiza la sensibilidad y relevancia de los resultados en Frontel comparado con el resto de la empresa. El poseer una ruralidad mayor, conlleva a que las búsquedas promedio son más costosas (ruralidad y costo de traslado poseen una altísima correlación) (Ver anexo E: Cálculo del costo de una inspección).

Por otro lado, se observa del capítulo IV.I) que las PNT estimadas de Frontel superan el promedio del Grupo, lo que hace suponer una mayor urgencia de revisión sobre dicha empresa. Dado lo anterior, la ausencia de un criterio general, que apunte hacia la eficiencia en las búsquedas, provoca que la situación de esta empresa sea la más delicada del Grupo Saesa.

10.5.- DIFICULTADES DETECTADAS EN EL PROCESO

Como se puede observar, la situación actual del proceso de búsquedas, tanto al interior del Grupo Saesa como en el caso particular de Frontel, convoca ciertas interrogantes.

- La primera de ellas, es no poseer un sistema unificado, que permita establecer criterios comunes para todas las búsquedas (como por ejemplo, observar de manera correcta el comportamiento de consumo de los clientes). Este problema ocurre en gran medida, porque no se está aprovechando o maximizando la información que es posible extraer de la Base de Consumo, como analizar el comportamiento según distribución geográfica, tipo de cliente, etc.)
- La segunda, es que la asignación resulta una labor complicadísima y tediosa, que demanda una importante porción de tiempo de cada Jefe Zonal. Muchas veces, este proceso no se ejecuta y finalmente, se deja en manos de las brigadas realizar el barrido por sectores según sus propios criterios, lo que finalmente resulta ser un proceso prácticamente aleatorio (Los brigadistas no conocen el comportamiento de cada cliente ni tienen acceso a las bases).
- La tercera, apoyado en el primer punto tratado, es la escasa utilización de recursos actualmente disponibles: se posee una base de datos de aquellos clientes con CNR detectados, sin embargo, no se le está empleando ningún tipo de uso. Adicionalmente, el Grupo Saesa y, en particular, Frontel, nunca han reparado en analizar otro tipo de datos almacenados en las bases del Área de Soporte y Sistemas.

Por ejemplo, el Grupo Saesa, como política de integración horizontal, posee un retail propio, en el cual, ofrece artículos electrónicos hacia sus clientes. La función de utilidad de dicha integración radica, como todo retail, en el crédito hacia los consumidores. La información de los clientes que mantienen deuda con este sistema también se encuentra disponible, pero no se le da ningún tipo de uso.

Del mismo modo, el Jefe Zonal de Frontel tiene acceso a información asociada a las órdenes de corte y reposición efectuada sobre cada servicio. Los datos almacenados con el propósito de registrar los clientes que han sido suspendidos por ausencia de pago, pueden constituir otra información relevante de analizar. Sin embargo, tampoco se está utilizando.

- La última, que se desprende del proceso de asignación y de la segunda interrogante, es que muchas veces, los jefes zonales designan la labor de asignación a las brigadas, basándose en criterios más bien simplistas (Por ejemplo, ir aleatoriamente a una población específica dentro de una ciudad e investigar servicio por servicio, en vez de generar un listado de candidatos). Esto finalmente puede producir un enorme daño a la empresa, dado que, al no poseer ningún tipo de criterio ni metodología, llegará un instante en que las búsquedas resultan más costosas que la energía que se reporta.

Es por las inquietudes anteriormente planteadas entonces, que el ACP está en busca de un sistema que les permita realizar de forma más informada y unificada las inspecciones, planteando entonces el ser ésta la que asigne las diversas búsquedas sobre los servicios en base a información alojada en distintas bases de datos. Este sistema permitiría además, plantear un nuevo sistema de control sobre las inspecciones, brindándole al Grupo y en particular a Frontel, control sobre sus búsquedas, evitando problemas como inspecciones redundantes o no realizadas.

11.- DIRECCIONES DE CAMBIO: CARACTERIZACIÓN DE CLIENTES Y BASES

De la mano con el proyecto planteado en el capítulo 4, se ejecuta un estudio acabado sobre las bases disponibles (Clientes, Consumo no registrado) para así comenzar a estructurar el sistema que se desea implementar.

11.1- CLIENTES DE FRONTEL

11.1.1- ASPECTOS GENERALES

La Empresa Eléctrica de la Frontera (Frontel), es la segunda compañía más grande del Grupo Saesa. Comprende dos regiones del país, abasteciendo de energía desde la provincia de Arauco (Región del Bío Bío) por el norte, hasta la provincia de Cautín (Región de la Araucanía) por el sur.



Figura 11.1: Cobertura geográfica Frontel

La empresa, está dividida en cuatro zonales principales: Lota, Cabrero, Temuco y Angol. Estas zonales a su vez, se dividen en las siguientes delegaciones:

Zonal	Delegaciones
Lota	Lebu, Lota, Arauco, Cañete, Concepción, Curanilahue
Cabrero	Laja, Yungay, San Ignacio, Quilleco, Huépil, Antuco, Cabrero, Monte Águila, Florida, Bulnes
Temuco	Gorbea, Temuco, Lauaro, Curacautín, Nueva Imperial
Angol	Angol, Santa Bárbara, Mulchén, Collipulli, Victoria

Tabla 11.1: Delegaciones de cada zonal de Frontel

Fuente: Elaboración Propia

11.1.2- CARACTERIZACIÓN DE LA BASE

En adelante, se empleará el concepto “servicio”, asociado al registro o id único referente a algún consumidor de la empresa, y el concepto “cliente”, para hacer referencia a los dispositivos de medición. De esta forma, cuando se habla de “clientes por servicio”, se hace referencia a los n medidores asociados a 1 sólo servicio único. (Para finalizar, un consumidor posee un único servicio, sobre el cual se tarifica en base a la suma de los consumos de los medidores asociados a éste).

11.1.2.1.- CLIENTES ACTIVOS

La empresa Frontel, expone en su base de datos de consumo (a la fecha) 443.630 clientes. Es muy importante destacar que dicha cifra, representa todos los servicios registrados durante los últimos 84 meses de consumo (cantidad máxima de observaciones de consumo posibles por cliente)

Los siguientes gráfico y tabla, resumen la cantidad de clientes activos sobre el total de clientes del grupo Frontel. Un cliente se considera inactivo cuando ha sido retirado o registra estado diferente a “Normal” (ver Anexo G: “Descripción de Base de consumo Frontel”)

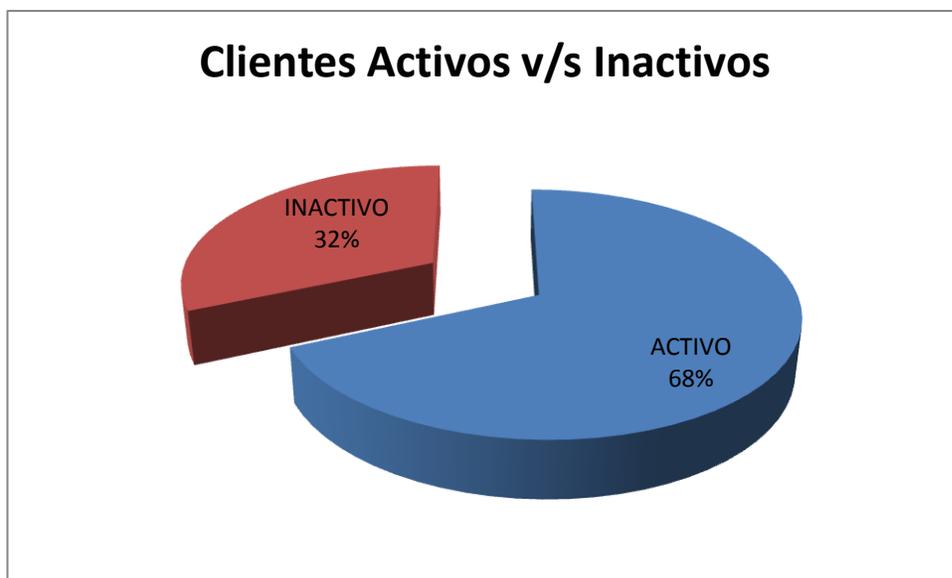


Figura 11.2: Clientes activos sobre el total Frontel
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos

Nivel	Cantidad	Porcentaje
ACTIVO	303.150	68,43%
INACTIVO	139.876	31,57%

Tabla 11.2: Clientes activos sobre el total Frontel
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos

11.1.2.2.- CLASIFICACIÓN DE CLIENTES ACTIVOS POR TARIFA

Con respecto a los clientes activos, se realiza una segmentación acorde a su tarifa, Desagregados a nivel de zonal, como se muestra en la Tabla 11.3.

Zonal	Tarifa BT1	Tarifa No BT1	Porcentaje BT1
Lota	70.370	1.915	97,35%
Cabrero	52.331	1.680	96,89%
Temuco	83.994	2.398	97,22%
Angol	87.067	3.395	96,25%
Total	293.762	9.388	96,90%

Tabla 11.3: Clasificación de clientes por tipo de tarifa
Fuente: Base de consumo Frontel

Se observa la clara predominancia de los clientes tipo BT1, convirtiéndolo en el grupo mayoritario de clientes de Frontel. (Para comprender una descripción de las tarifas, visitar Anexo C: Descripción de elementos clasificadores de clientes, parte 3: Clasificación por Tarifa)

11.1.2.3- CLASIFICACIÓN DE CLIENTES ACTIVOS POR ACTIVIDAD ECONÓMICA

En cuanto a la actividad económica, esta se ha agrupado en dos grandes categorías: Residencial y No Residencial, que agrupa los segmentos Industrial, Comercial, Municipal, Agrícola, Alumbrado Público, etc. Dicha clasificación, se encuentra disponible en la Tabla 11.4.

Zonal	Residencial	No Residencial	Porcentaje Residencial
Lota	64.062	8.223	88,62%
Cabrero	47.368	6.643	87,70%
Temuco	67.719	18.673	78,39%
Angol	76.059	14.403	84,08%
Total	255.208	47.942	84,19%

Tabla 11.4: Clasificación de clientes por actividad económica.
Fuente: Base de consumo Frontel

La Tabla 11.4 sirve para demostrar la predominancia de la actividad económica Residencial. (Para comprender una descripción de las actividades económicas, visitar Anexo C: “Descripción de elementos clasificadores de clientes”, parte 2: Actividad Económica)

11.1.2.4.- CLASIFICACIÓN DE CLIENTES ACTIVOS POR TIPO DE MEDIDOR

Este tipo de clasificación, separa los dos tipos principales de medidor energético: *Monofásico*, para conexiones de 220 Volts. Y *Trifásico*, dotado para circuitos de 380 Volts. La Tabla 11.5 resume la clasificación por tipo de medidor.

Zonal	Monofásicos	Trifásicos	Porcentaje Monofásicos
Lota	71.108	1.167	98,39%
Cabrero	53.016	995	98,16%
Temuco	85.268	1.134	98,69%
Angol	88.984	1.478	98,37%
Total	298.376	4.774	98,43%

Tabla 11.5: Clasificación de clientes por tipo de medidor

De la Tabla 11.5 es posible concluir la predominancia de los medidores monofásicos. Esta situación a su vez, tener un trato diferente y mucho más personal con los clientes trifásicos, por lo que no es tan necesario realizar un sistema de asignación de búsquedas, ya que en un período corto de tiempo, podría cubrirse al total de estos clientes.

11.1.2.5.- CLASIFICACIÓN DE CLIENTES POR CONSUMO

A continuación se presenta el total de energía consumida por los clientes activos durante el período Septiembre 2011 – Agosto 2012 en GWh, junto con la cantidad de clientes en dos categorías principales: La primera contempla la agrupación de los clientes activos de Frontel de tarifa BT1, actividad económica Residencial y medidor Monofásico. La segunda, es para el resto de los clientes activos. Se incluye también el promedio de consumo anual por usuario en MWh

Tarifa BT1, Act. Económica Residencia, Medidor Monofásico			
Zonal	N° Clientes	Total Energía (GWh)	Promedio por usuario (MWh)
Lota	63.636	73,1	1,15
Cabrero	47.048	53,3	1,13
Temuco	67.403	77,8	1,15
Angol	75.674	77,3	1,02
Total	253.761	281,5	1,11

Tabla 11.6: Cantidad de clientes, consumo anual y consumo promedio por usuario Tarifa BT1, Act. Económica Residencial y Medidor Monofásico

Fuente: Base de consumo Frontel

Otros Clientes			
Zonal	N° Clientes	Total Energía (GWh)	Promedio por usuario (MWh)
Lota	8.649	60,3	6,97
Cabrero	6.963	54,1	7,77
Temuco	18.989	87,8	4,62
Angol	14.788	81,5	5,51
Total	49.389	283,7	5,74

Tabla 11.7: Cantidad de clientes, consumo anual y consumo promedio por usuario de otros clientes

Fuente: Base de consumo Frontel

De las Tablas 11.6 y 11.7 es posible observar la enorme diferencia existente en el consumo promedio anual de los dos grupos expuestos. La siguiente tabla resume el porcentaje de energía consumida por clientes BT1 Residenciales de medidor Monofásico con respecto a la energía total consumida por Frontel, a nivel de zonal.

Zonal	Porcentaje
Lota	54,80%
Cabrero	49,63%
Temuco	46,98%
Angol	48,68%
Total	49,81%

Tabla 11.8: Porcentaje del total de energía consumida por clientes BT1 Residencial Monofásico
Fuente: Elaboración Propia

De la Tabla 11.8, es posible concluir que el grupo a analizar en esta memoria explica prácticamente la mitad de la energía total consumida en Frontel durante un año. Al ser el grupo mayoritario de la compañía, se sostiene la relevancia de una gestión eficiente de la búsqueda de energía sustraída.

11.1.2.6.- CLASIFICACIÓN DE CLIENTES POR RURALIDAD

La categoría anteriormente descrita (BT1, Residencial, medidor Monofásico, en adelante, la categoría que se estudiará), ha sido segmentada a través del parámetro de ruralidad. Esta variable es fundamental en Frontel, dado que influye de manera trascendente sobre el costo total de cada inspección. Además, la dispersión geográfica de la ruralidad produce una baja en la capacidad de atención de las brigadas (pudiendo verse afectado el total de inspecciones a realizar durante un día). La Tabla 11.9 muestra la ruralidad de Frontel a nivel de Zonal.

Zonal	Urbano	Rural	Porcentaje Ruralidad
Lota	44.191	19.445	30,56%
Cabrero	32.998	14.050	29,86%
Temuco	48.224	19.179	28,45%
Angol	51.560	24.114	31,87%
Total	176.973	76.788	30,26%

Tabla 11.9: Ruralidad por Zonal
Fuente: Elaboración Propia

De la tabla anteriormente descrita, se observa la alta ruralidad dentro de los clientes BT1 Residenciales y Monofásicos en Frontel.

11.1.3.- COMPORTAMIENTO DE CONSUMO

A continuación, se presenta el comportamiento de consumo de los diferentes clientes de Frontel por Zonal, durante el período Septiembre 2011 – Agosto 2012. Adicionalmente, se muestra el comportamiento de consumo por Delegación.

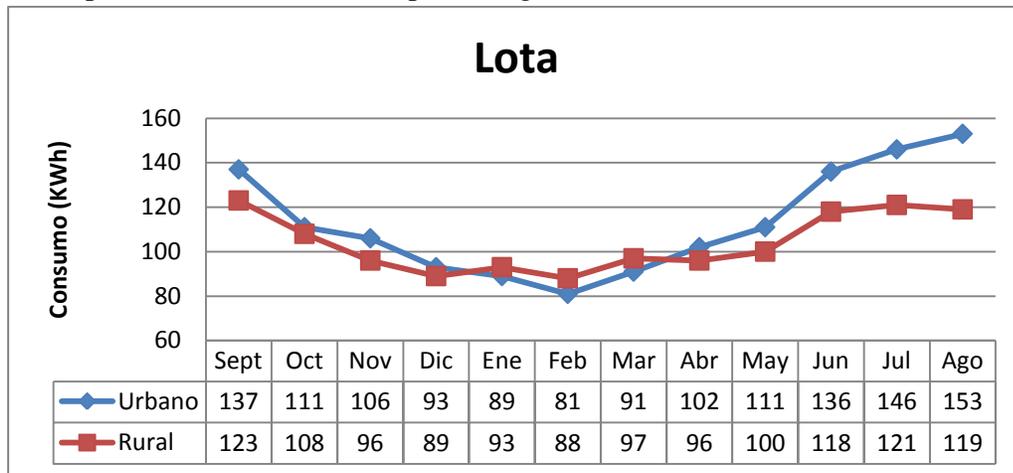


Figura 11.3: Consumo promedio mensual clientes urbanos y rurales Zonal Lota

Fuente: Base de consumo Frontel

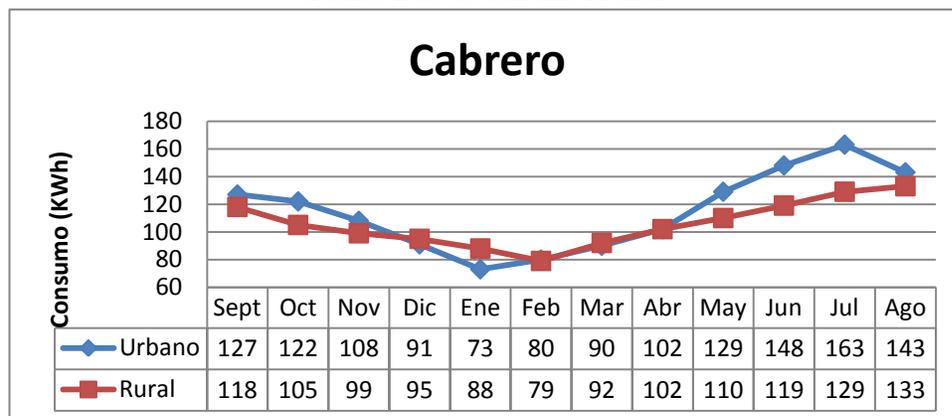


Figura 11.4: Consumo promedio mensual clientes urbanos y rurales Zonal Cabrero

Fuente: Base de consumo Frontel

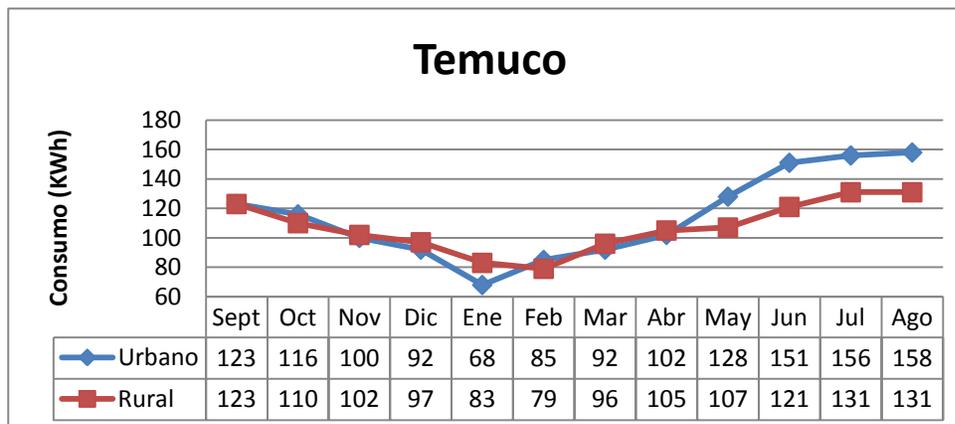


Figura 11.5: Consumo promedio mensual clientes urbanos y rurales Zonal Temuco

Fuente: Base de consumo Frontel

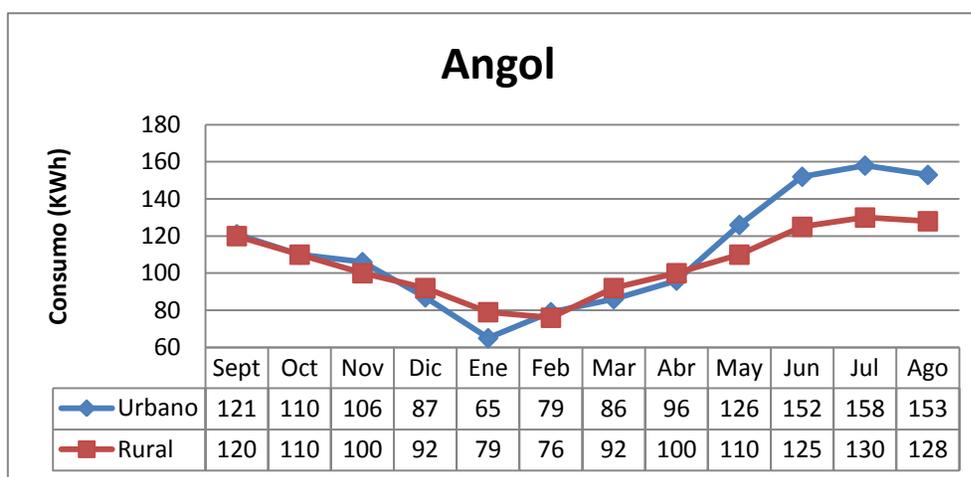


Figura 11.6: Consumo promedio mensual clientes urbanos y rurales Zonal Angol

Fuente: Base de consumo Frontel

Zonal	Delegación	Consumo Urbano Anual	Consumo Rural Anual
Lota	Lebu	120	113
Lota	Lota	104	105
Lota	Arauco	109	102
Lota	Cañete	133	123
Lota	Concepción	132	128
Lota	Curanilahue	129	122
Cabrero	Laja	119	109
Cabrero	Yungay	122	126
Cabrero	San Ignacio	144	147
Cabrero	Quilleco	113	117
Cabrero	Huépil	120	118
Cabrero	Antuco	104	106
Cabrero	Cabrero	101	93
Cabrero	Monte Águila	109	102
Cabrero	Florida	126	116
Cabrero	Bulnes	101	105
Temuco	Gorbea	112	102
Temuco	Temuco	121	117
Temuco	Lautaro	119	111
Temuco	Curacautín	101	92
Temuco	Nueva Imperial	106	102
Angol	Angol	133	125
Angol	Santa Bárbara	108	107
Angol	Mulchén	128	120
Angol	Collipulli	115	114
Angol	Victoria	131	135

Tabla 11.10: Consumo promedio anual por Delegación, clientes urbanos y rurales BT1 Residenciales Monofásicos

Fuente: Elaboración Propia

Con esto, se tiene un panorama más bien amplio sobre el comportamiento de consumo entre los clientes de Frontel. Se observa, como muestran las Tablas 11.11 y 11.12, que la desviación estándar anual promedio de consumo es menor a nivel de delegaciones, lo que sugiere la conveniencia de considerar dicho nivel de desagregación de datos para trabajar en la herramienta de predicción.

Zonal	Desvest Urbano	Desvest Rural
Lota	46	49
Cabrero	51	60
Temuco	39	50
Angol	49	55

Tabla 11.11: Desviación estándar anual promedio por Zonal
Fuente: Elaboración Propia

Zonal	Delegación	Desvest Urbano (KWh)	Desvest Rural (KWh)
Lota	Lebu	24	33
Lota	Lota	31	40
Lota	Arauco	31	32
Lota	Cañete	23	38
Lota	Concepción	18	28
Lota	Curanilahue	31	34
Cabrero	Laja	30	36
Cabrero	Yungay	28	38
Cabrero	San Ignacio	17	31
Cabrero	Quilleco	19	39
Cabrero	Huépil	30	28
Cabrero	Antuco	24	33
Cabrero	Cabrero	23	28
Cabrero	Monte Águila	18	42
Cabrero	Florida	21	38
Cabrero	Bulnes	17	42
Temuco	Gorbea	23	34
Temuco	Temuco	19	39
Temuco	Lautaro	24	41
Temuco	Curacautín	30	42
Temuco	Nueva Imperial	26	35
Angol	Angol	23	33
Angol	Santa Bárbara	26	28
Angol	Mulchén	21	40
Angol	Collipulli	27	39
Angol	Victoria	23	38

Tabla 11.12: Desviación estándar anual promedio por Delegación
Fuente: Elaboración Propia

11.2- BASE DE CONSUMO NO REGISTRADO

11.2.1.- DESCRIPCIÓN DE LA BASE DE CONSUMO NO REGISTRADO

La base de Consumo No Registrado, es un elemento de gestión perteneciente al ACP, donde se registra el historial de aquellos clientes que han sido sorprendidos con alguna situación asociada a los CNR (Hurto, Fraude, Medidor Malo).

Dicha base, es única para todo el Grupo Saesa (es decir, todos los subregistros detectados en las 4 empresas se registran aquí). En ella, se registra la información alusiva a la detección como:

- número de servicio
- información geográfica (Empresa, Zonal, Delegación, Domicilio, etc)
- fecha de detección
- tipo de CNR
- descripción del CNR

De esta manera, el Grupo Saesa mantiene una bitácora de los servicios que presentan CNR, pudiendo potencialmente comparar esta información a través del cruce con otras Bases de Datos (Consumo, Comercial, etc.).

La Tabla 11.13 resume la cantidad de CNR por empresa, mientras que el Esquema 7 muestra la proporción que representan los clientes de Frontel BT1, Residenciales Monofásicos del total.

Empresa	Cantidad	Porcentaje
Frontel	30.574	46,65%
Saesa	31.487	48,05%
Luz Osorno	1.066	1,63%
Edelaysén	2.408	3,67%
Total	65.535	100%

Tabla 11.13: Cantidad de CNR por empresa

Fuente: Base CNR

De esta tabla se aprecia, el enorme predominio de las dos empresas más grandes del grupo en cuanto a presencia de CNR. Frontel se adjudica casi un 47% de los CNR.

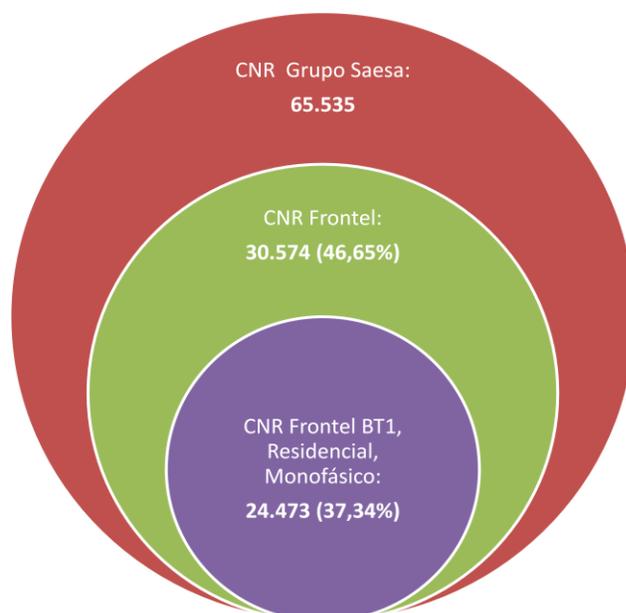


Figura 11.7: CNR BT1 Residencial Monofásico de Frontel con respecto al total Grupo Saesa
Fuente: Elaboración Propia

Del Esquema se puede observar la relevancia de este grupo de clientes sobre la Base de CNR (37,34%) como en el total de Frontel (80,05% del total de la empresa).

Con respecto a los 24.473 CNR del grupo BT1 Residencial Monofásico de Frontel, su distribución por Zonal, a nivel Urbano y Rural, es la siguiente:

Zonal	Tipo	Cantidad	Porcentaje Zonal	Porcentaje Total
Lota	Urbano	2.253	54,24%	4,62%
	Rural	1.901	45,76%	3,90%
	Total	4.154		8,52%
Cabrero	Urbano	1.701	54,62%	3,49%
	Rural	1.413	45,38%	2,90%
	Total	3.114		6,39%
Temuco	Urbano	4.320	50,15%	8,86%
	Rural	4.295	49,85%	8,81%
	Total	8.615		17,67%
Angol	Urbano	4.213	49,62%	8,64%
	Rural	4.277	50,38%	8,77%
	Total	8.490		17,42%

Tabla 11.14: Distribución de CNR de Frontel por Zonal, Urbano y Rural
Fuente: Elaboración Propia

De la Tabla 11.14, es posible observar que para el caso de los CNR, la proporción entre zona Urbana y Rural es más equitativa que para el total de clientes. Esto ya sugiere una primera idea: Es posible que la condición de ruralidad, esté correlacionada con la probabilidad de estar presente ante CNR.

11.2.2.- COMPORTAMIENTO DE CLIENTES HURTADORES

El postulado fundamental del sistema de detección de hurtos y fraudes eléctricos se basa en la búsqueda de características de comportamiento o variables fuertemente correlacionadas con el cometer este tipo de ilícitos. Para ello, se desarrolla un amplio trabajo de investigación sobre los clientes hurtadores y sus comportamientos de consumo.

Se inicia esta búsqueda con una pregunta como puntapié inicial: ¿Por qué un usuario sustrae energía del sistema?

Según una investigación efectuada por la empresa Edesur de República Dominicana⁹, las principales causas que desencadenan en la sustracción de energía son las siguientes (adaptadas para el caso de Chile):

- Fácil acceso a las redes públicas y escasa vigilancia de éstas.
- Costos de tarifa.
- Descontento con un sistema eléctrico tarifado (Sensación que el servicio debiese ser gratuito, agudizado en un país fuertemente hídrico como Chile).
- Sistema de brigadistas subcontratados: salario v/s soborno.

En el caso de Frontel, es posible investigar dichas causas asociándolas con información disponible en la empresa. Para ello, se establece el siguiente paralelo entre causas y posibles formas de cotejarlas:

Causa	Variable a analizar
Fácil Acceso a las redes Públicas y escasa vigilancia	Ruralidad
Costos de tarifa	Deuda con el sistema, Orden de corte
Descontento sistema tarifado	Consumo Bajo
Sistema de Brigadistas	Reincidencia

Tabla 11.15: Causas comunes de Hurto y Fraude eléctrico y posibles variables a analizar

Fuente: Elaboración Propia

La explicación de la elección de variables observada en la Tabla 11.15 es la siguiente:

- Las brigadas de Frontel, están asentadas principalmente en sectores urbanos, con lo que la probabilidad de observar un ilícito en zonas rurales (Ej: Intervención directa en la línea) es bajísima.

⁹ “El Impacto del Fraude Eléctrico en la Gestión Comercial en la Distribución de Electricidad en República Dominicana”, Seminario Internacional empresa Edesur, República Dominicana

- Un costo de tarifa elevado aumenta la probabilidad de que un cliente se encuentre moroso en los sistemas de pago de la empresa. Producto de lo mismo, existe una creciente probabilidad de encontrarse con orden de corte de su sistema.
- Del mismo modo, producto del descontento social generado por el sistema tarifado de energía eléctrica, los consumidores se ven alentados a cometer intervenciones que reduzcan fuertemente su consumo, haciéndolo llegar eventualmente hasta cero.
- Finalmente, dada la configuración presente en Frontel y el Grupo Saesa en general (mayoría de brigadas de inspección son subcontratadas), existe un fenómeno asociado: La altísima rotación de brigadistas (el tiempo promedio de trabajo de un brigadista contratista en Frontel es de 1 año y 6 meses, versus un brigadista de la empresa, que en promedio permanece sobre los 4 años¹⁰), existen fuertes incentivos de parte del brigadista subcontratado para, fuera de denunciar una detección, llegar a algún acuerdo personal con el usuario para favorecer la sustracción de energía, o bien, dejar la puerta abierta a un nuevo ilícito. Es por esto, que asoma como posibilidad una nueva variable: La reincidencia de hurtos y fraudes.
- Finalmente, se observa que la variable asociada al consumo es transversal a todas estas causas, con lo que a todas luces debe ser también estudiada.

Estas potenciales variables, coincidentemente, son sugeridas por los encargados de asignar las búsquedas (en este momento, jefes zonales) ya que es en los clientes que presentan mayoritariamente estas características, donde puede ser observable algún ilícito. Esta aseveración es, por supuesto, netamente generada por opiniones y conocimiento de los especialistas, ya se verá más en detalle la importancia de cada una de estas en el modelo final.

Es preciso indicar que, para este caso particular, no fueron utilizadas herramientas computacionales de análisis de datos (Por ejemplo, Data Mining). El grave problema de implementar dicho sistema, está en el enorme grado de contaminación que presentan las bases de datos, asociados principalmente a registros incoherentes. Por otro lado, la estructuración particular de la Base de Datos de Consumo, requiere un alto nivel de conocimiento y comprensión del negocio, por lo que el proceso de Data Mining, puede arrojar resultados que finalmente, no aporten en la investigación de variables a considerar.

¹⁰ Según información recaba desde funcionarios estables de la empresa

11.2.3.- ANÁLISIS DE VARIABLES

11.2.3.1.- RURALIDAD

Esta variable ya fue observada en el punto anterior (Tabla 11.15). Se observa que la proporción de CNR provenientes desde zonas rurales es prácticamente igual a la proveniente de zonas Urbanas. Si recordamos la proporción Urbano – Rural de Frontel (ver Tabla 11.9), que se acercaba al 30%, es posible entonces afirmar que los servicios Rurales son más propensos al CNR que los Urbanos, lo que constituye una variable a considerar en el futuro modelo.

11.2.3.2.- ORDENES DE CORTE

La base CNR, es un archivo histórico de hurtos y fraudes. De este modo, se observa que la data más antigua de esta base (para Frontel) corresponde al 23 de Enero del 2005. La principal dificultad observada es la siguiente: A diferencia de la Ruralidad (Variable asociada a la ubicación geográfica del servicio), las demás variables dependen del tiempo. Por esta razón, fue necesario investigar el comportamiento de los servicios con CNR durante el período previo a su detección, lo cual, conlleva la mayor parte del tiempo de este trabajo.

Para analizar las órdenes de corte y reposición, Saesa contiene dicha información alojada en una base de datos de su área comercial. Dicha base, contiene como entradas todas las órdenes que se han ejecutado sobre un servicio a lo largo del tiempo. Dicha base, es cruzada con la base CNR a través del número de servicios.

Se compararon los servicios con CNR con su presencia en la Base de Ordenes de Corte, en la fecha previa a la detección. Se detectó que un 35,54% de los clientes presentaban una Orden de Corte al momento de ser detectado el ilícito. De dichos usuarios, la gran mayoría (71%) presentaba también consumo cero al ser detectado. El fenómeno explicativo es el siguiente:



Figura 11.8: Secuencia que relaciona consumos cero con órdenes de corte

De aquí, se observa que producto de la intervención sobre el elemento de medida, el consumo registrado cae a cero, lo que va de la mano con el no pago de la cuenta (consumo cero, conlleva a no pago). Esto genera la orden de corte que finalmente, lleva a la brigada comercial a efectuar el corte y generar, en la gran mayoría de los casos, una detección por denuncia.

11.2.3.3.- DEUDA CON EL SISTEMA

El sistema comercial de Saesa, es el encargado de cursar y ejecutar el sistema de facturación de la empresa, así como advertir a las brigadas de los clientes morosos. Dicha área, trata tanto la relación contractual con respecto al consumo como una nueva línea de negocio ejecutada en el Grupo Saesa desde el año 2007: El Retail de Saesa

Dicho organismo, funciona del mismo modo que las casas comerciales nacionales, siendo sí restringido exclusivamente al departamento de artefactos eléctricos, ofreciendo muchas veces alternativas convenientes en aparatos de consumo eficiente y promociones.

Se estudió entonces, de la base de deuda con retail a los clientes con CNR de Frontel (La base de deuda con sistema, va de la mano con la de órdenes de corte, por lo que no era necesario calcularla nuevamente). Solamente un 2% de estos presentaba deuda con el sistema de Retail al momento de la detección, por lo que esta variable no fue considerada para el análisis del sistema.

11.2.3.4.- REINCIDENCIAS

Se define como reincidencia, el ser sorprendido más de una vez cometiendo algún tipo de CNR. Lamentablemente, la legislación actual presenta algunos vacíos que perjudican a Frontel en el manejo de los Hurtos y Fraudes. Dentro de éstos, se encuentra el que una importante fracción de los medidores son de propiedad de los usuarios. Además, gran cantidad de los domicilios presentan su medidor al interior de éstos, con lo que muchas veces se depende de la voluntad de los usuarios para poder efectuar una inspección.

Por otro lado, no existe una legislación fuerte que castigue a los usuarios que cometen intervenciones en la transmisión o sustracciones de energía. Muchas veces, llevar adelante un litigio con un usuario es más costoso para la empresa que la recuperación económica que puede lograrse por un caso particular de hurto o fraude, siendo el cambio de medidor (en caso de fraude) o el retiro de las conexiones no registradas (en caso de hurto), la única medida plausible a ejecutar. Esto deja muchísimo margen de acción para que los usuarios vuelvan a ejecutar un CNR que les permita registrar menos energía de la consumida.

De la base de CNR, es posible percatar que una importante fracción de los usuarios ahí presentes, fue detectada más de una vez en el sistema, contando en casi todos los casos con dos presencias en la base (una fracción muy pequeña de usuarios aparecen más de 2 veces en la Base CNR).

La Tabla 11.16, clasifica a los usuarios de Frontel, presentes en la Base CNR, de acuerdo a la cantidad de veces que fueron sorprendidos cometiendo ilícitos.

De esta tabla, es posible percatarse que la reincidencia es un fenómeno muy presente al interior de los clientes que cometen CNR, por lo que también pasa a ser una variable relevante para el modelo.

Registros	Número Servicios
1	8.228
2	5.717
Más de 2	142

Tabla 11.16: Cantidad de registros por servicio en Base CNR

Fuente: Elaboración Propia

Es importante aclarar, que los 24.473 registros de la Base CNR, contiene muchas veces un mismo registro que ha sido sorprendido más de una vez. Dicha característica puede verse reflejada en la Tabla 31, donde un total de 5.859 servicios aparecen repetidos en la Base CNR dos o más veces (recordar que los servicios son únicos por usuario. Cada cuenta está asociada a un solo servicio, que a su vez, puede poseer uno o más medidores, conocidos como clientes). De la Tabla 11.16 entonces, es posible concluir que un 41,59% de los servicios (usuarios) cometen reincidencia.

11.2.3.5.- COMPORTAMIENTO DE CONSUMO

Finalmente, se analiza el comportamiento de consumo de los clientes presentes en la Base CNR, actualizados a la fecha en la que fueron sorprendidos. Este análisis se realiza a nivel de cliente (es decir, se observa el consumo de cada medidor).

Para ello, el análisis escogido fue el siguiente. Se estudió el comportamiento durante los tres meses previos a la detección (Si un servicio fue detectado en Octubre de 2009, entonces se estudiará el comportamiento de consumo de los meses de Julio, Agosto y Septiembre de 2009) a través del cálculo del promedio de consumo en dicho trimestre.

Una vez obtenido el cálculo por servicio, se procede a observar el comportamiento de la zona geográfica en la cual está inserto, a nivel de Delegación, para los mismos meses en que fue detectado el ilícito de los servicios anteriormente mencionados. Dicho trabajo, fue realizado a partir del análisis de datos con las herramientas disponibles en Microsoft Excel.

Posteriormente, se procede a calcular el siguiente parámetro, llamado “razón de consumo”, para un CNR detectado en el tiempo t

$$\text{Razón de Consumo} = \frac{\text{Consumo promedio cliente entre } [t - 2; t]}{\text{Consumo promedio Delegación entre } [t - 2; t]}$$

Con este parámetro, se compara el consumo de cada cliente cometiendo CNR con su respectiva delegación, aprovechando el hecho de poseer menor dispersión a este nivel (como se observa en la Tabla 11.12). La razón de consumo además, fue calculada separando también a los clientes entre Urbanos y Rurales.

El resultado del análisis es sorprendente. La Tabla 11.5 resume, en intervalos, la distribución de la Razón de Consumo detectada para los clientes de la Base CNR.

Razón de Consumo	Cantidad	Porcentaje
0	8.811	62,55%
(0;0.2]	523	3,71%
(0.2;0.4]	1.387	9,85%
(0.4;0.6]	1.577	11,19%
(0.6;0.8]	1.719	12,20%
Más de 0.8	70	0,50%

Tabla 11.17: Cantidad de clientes con CNR por intervalo de Razón de Consumo

Fuente: Elaboración Propia

Lo que refleja la Tabla 11.17 es que, una muy amplia mayoría de los clientes presentaba promedio de consumo cero en los meses previos a la detección (un 62,55%) y más del 75% de los clientes presentaba una Razón de Consumo inferior a 0.4. De esta forma, queda demostrado que efectivamente, el consumo menor, eventualmente cero, es otro aspecto a considerar.

12.- PROPUESTA DE REDISEÑO: ESTRUCTURA, CALIBRACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL MODELO ESCOGIDO

12.1.- PLANTEAMIENTO DEL MODELO EN FRONTEL

Se plantea una Regresión Logística Univariante Múltiple, utilizando en primera instancia como variables explicativas: Razón de Consumo, Reincidencias y Órdenes de corte (pudiendo eventualmente, ser trabajadas para calibrar de mejor forma el modelo)

Para la construcción del modelo, se plantea una primera dificultad. Como se describió en los capítulos anteriores, existen 14.087 clientes que son descriptibles como hurtadores o defraudadores, con probabilidad 1. Sin embargo, no es posible determinar a ciencia cierta cuando un cliente tiene probabilidad 0 de estar cometiendo algún ilícito. Nada asegura que un cliente que fue inspeccionado y no se le registró CNR, no incurra en un ilícito a futuro.

Para poder construir el modelo entonces, es absolutamente necesario escoger una muestra de clientes que, por sus características y comportamiento, sean considerados como “remotamente hurtadores o defraudadores”, asignándole probabilidad 0.

Para ello, se escoge de la base el siguiente perfil de clientes para asignarle probabilidad 0 de hurto o fraude:

- ✚ **Clientes con alto consumo con respecto a sus delegaciones y condición de ruralidad:** Para ello, se buscan clientes que tengan una Razón de Consumo superior a 2.5 (es decir, consuman un 150% más que el promedio de su delegación) en el último trimestre. Para ello, se cuenta con el cálculo de consumo promedio por delegación para dicho período de tiempo.
- ✚ **Clientes que nunca hayan sido hurtadores:** Es decir, que la variable asociada a las Reincidencias tome valor cero (no aparecen en la Base CNR).
- ✚ **Clientes sin Orden de Corte:** Derivado de lo anterior, un cliente que habitualmente paga su cuenta y no está incurriendo en esta situación.

Con respecto a la ruralidad, dicha variable queda inserta en el indicador de Razón de Consumo.

Para la construcción de la razón de consumo, se utilizó el promedio de consumo a nivel de delegación de los últimos 3 meses y el consumo promedio por cliente en el mismo período. De esta forma, se escogen un total de 10.386 clientes que cumplen dichas características.

12.2.- ELECCIÓN DE VARIABLES

Como se mencionó anteriormente, el modelo se construye en base a 3 variables explicativas:

- ❖ **Órdenes de Corte:** De naturaleza binaria. Indica si al momento de la inspección, tenía cursada alguna orden de corte del sistema.
- ❖ **Reincidencias:** Esta variable, también fue trabajada de forma binaria. Para ello, se le asigna valor 1 a los clientes que ya han sido reincidentes (2 o más apariciones) y valor 0 a los que aparecen como máximo 1 vez en la Base.
- ❖ **Consumo:** Para efectuar un cálculo preciso, la variable que se asocia al consumo se obtiene a partir de la Razón de Consumo. Como dicho indicador entrega una razón porcentual, la variable a utilizar será la razón de consumo multiplicada por 100. De esta forma, se obtiene una variable explicativa real para el modelo.

Posterior al planteamiento de las variables, se procede a realizar el cálculo de las correlaciones existentes entre ellas, para así evitar problemas de colinealidad. La Figura x resume el resultado de las correlaciones entre estas variables

	Orden de Corte	Reincidencias	Consumo
Orden de Corte	1	0,077	-0,048
Reincidencias		1	-0,092
Consumo			1

Tabla 12.1: Matriz de correlaciones entre variables

Fuente: Elaboración Propia

Como se observa, las variables tienen una correlación baja, con lo que la barrera de la colinealidad está soslayada.

De esta manera, el modelo de Regresión Logística planteado es el siguiente:

$$p = \frac{e^{\xi}}{1+e^{\xi}} \quad (1)$$

Con:

$$\xi = \alpha_{0t} + \alpha_{1t} * \text{Orden de corte}_t + \alpha_{2t} * \text{Reincidente}_t + \alpha_{3t} * \text{Consumo}_t \quad (2)$$

12.3.- DINAMISMO

Como se observa en la ecuación del apartado anterior, las constantes α que comprenden la calibración del modelo, dependen del tiempo.

La explicación de esta calibración obedece a la naturaleza móvil de las variables. El modelo aquí planteado depende exclusivamente del tiempo en el cual los parámetros son calculables. Todas las variables que comprende el modelo, dependen del tiempo (una orden de corte actual puede ser ejecutada o cancelada, cambiando su parámetro el día de mañana, un cliente que nunca ha cometido hurto puede ser sorprendido, ingresando a la Base CNR, el consumo energético es móvil, etc.)

El modelo entonces, está pensado para estimar una probabilidad de hurto o fraude durante una fracción de tiempo, inicialmente 3 meses. Según datos del área de control de pérdidas, Frontel tiene estimada alrededor de 25.500 inspecciones BT1 en un año, lo que se traduce en alrededor de 6.800 inspecciones trimestrales. En dicho tiempo, Frontel no tiene la capacidad de cubrir a todos sus clientes, pero sí puede acudir a los que presenten una probabilidad de hurto alta.

En 3 meses, el comportamiento de clientes puede variar, así como la entrada de nuevas detecciones a la Base CNR. Por lo que el modelo propone una reestimación de los parámetros α en dicho período.

Las ventajas de presentar un modelo dinámico en el tiempo son las siguientes:

- ✚ **Actualización de la Base CNR:** Ingresarán nuevos clientes que pueden variar el comportamiento hasta ahora observado en las bases de datos.
- ✚ **Dinamismo de Orden de corte:** Una vez que estas se ejecutan, los clientes cambian su estado en dicha base, por lo que el dinamismo permitirá, eventualmente, cambiar el estado de los clientes para el siguiente período.
- ✚ **Evitar errores de cálculo:** Existe una categoría de cliente especial; la que presenta facturación bimensual. Estos clientes, registran consumo en la base mes por medio (en tres meses de medición, necesariamente aparecerán uno o dos consumos cero). De hacer el cálculo mensual, se cometerá una gran cantidad de errores producto de estos clientes.
- ✚ **Estacionalidad:** Como se observa en los gráficos de consumo del capítulo X, existe un efecto fuerte de la estacionalidad sobre las curvas de comportamiento de los clientes. En meses fríos, se tiende a consumir más energía que en meses cálidos. Hacer una medición trimestral, permite entonces corregir este efecto, ya que al tomar períodos más largos de tiempo se agrega mayor dispersión al cálculo. El trimestre idealmente, puede hacerse calzar con el cambio de una estación climática. El principal indicador afecto a la

estacionalidad es entonces, el consumo. Por tal razón, el promedio trimestral de consumo de la delegación, también es móvil y se recalcula al momento de calibrar el modelo.

12.4.- VALIDACIÓN Y PRIMER CÁLCULO

Se ejecuta la Regresión Logística en el software SPSS Statistics sobre una planilla Excel que contiene las 24.473 entradas.

La Regresión se realiza dejando como variable dependiente una binaria $\{0,1\}$ llamada “Es Hurtador?”. Como ya se mencionó, se asigna valor 1 a los miembros de la base CNR y 0 a los usuarios escogidos para la calibración del modelo. Las variables explicativas fueron llamadas “Corte”, “Ratio100” y “Reincidente” (Ver Anexo F: “Extracto de base de Prueba”)

Para la calibración de un modelo de Regresión Logística, el software emplea una metodología, que testea el modelo por etapas: esto es, introduciendo inicialmente un modelo vacío (donde el único parámetro a estimar, es la constante α_0), para luego incorporar las variables explicativas.

El método de introducción de variables al modelo fue a través de entrada en bloque de variables hacia adelante, donde queda de manifiesto la relevancia estadística de las variables:

	Chi-cuadrado	p Valor
Step	37,788	0,000
Block	37,788	0,000
Model	37,788	0,000

Tabla 12.2: Resultados test de validación

Fuente: Elaboración Propia a partir de los datos

- La fila “Step”, hace referencia al cambio según el test Chi-cuadrado por la introducción de las variables explicativas.
- La fila “Block”, muestra el cambio según el test Chi-Cuadrado por la introducción de variables explicativas binarias (en este caso, Reincidente y Orden de corte).
- La fila “Model” finalmente, es el encargado de mostrar la significancia estadística de todos los parámetros α del modelo.

Como se observa de la Figura, todos los test de validación otorgan un p Valor igual a 0, con lo que son estadísticamente significativos (p Valor menor a 0.05), luego validan la construcción del modelo.

Sobre el ajuste predictivo del modelo, este otorga un ajuste alto, como muestra la siguiente figura:

	Cox y Snell	Nagelkerke
Estadístico R cuadrado	0,774	1

Tabla 12.3: Ajuste del Modelo de Regresión Logística

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos

El estadístico de Cox y Snell, se encarga de mostrar la variabilidad de la variable explicada con respecto a las explicativas. Se observa que gran parte de ella (77,4%) es explicada por estas variables. El estadístico de Nagelkerke en tanto, efectúa una escala corregida de Cox y Snell, que sirve como prueba final para mostrar el buen ajuste del modelo a la predictibilidad del modelo.

De esta forma entonces, para la primera iteración del modelo, se obtienen los siguientes valores de parámetros α_{i1} :

$$\alpha_{01} (\textit{intercepto}) = 1,20$$

$$\alpha_{11} (\textit{Orden de corte}) = 0,85$$

$$\alpha_{21} (\textit{Reincidente}) = 0,76$$

$$\alpha_{31} (\textit{Consumo}) = -0,02$$

Con lo que, el modelo en la etapa inicial es el siguiente:

$$p = \frac{e^{\xi}}{1 + e^{\xi}}$$

Con:

$$\xi = 1,20 + 0,85 * \textit{Orden de Corte} + 0,76 * \textit{Reincidente} - 0,02 * \textit{Consumo} \quad (3)$$

Aplicado al problema, se observan las siguientes situaciones para los parámetros de la regresión:

Variable	Estimador	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9
Orden de Corte	0,85	0	1	1	1	1	1	1	0	0
Reincidente	0,76	0	0	1	1	1	1	1	0	0
Razón de Consumo	-0,02	0	0	0	0,5	1	1,5	2	1	2
Constante	1,2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Prob. Predicha		77%	89%	94%	86%	69%	45%	23%	31%	6%

Tabla 12.4: Predicción por situaciones

Fuente: Elaboración Propia

La interpretación de las situaciones es la siguiente:

- **Situación 1:** Un cliente sin órdenes de corte, sin reincidencias en la Base CNR y con consumo cero, tiene un 77% probabilidades de estar cometiendo Hurto o Fraude.
- **Situación 2:** Un cliente similar al anterior, pero además con Orden de Corte cursada, es predicho con un 89% de probabilidad.
- **Situación 3:** Si al caso anterior, se agrega la reincidencia, la predicción para ese cliente es de un 94%.
- **Situación 4:** Si al caso anterior, se le cambia el consumo cero por un porcentaje de consumo de 50% (esto es, consume en promedio la mitad del promedio de consumo de su Delegación) Entonces su probabilidad es de un 86%.
- **Situación 5:** Un cliente con consumo normal (porcentaje de consumo 100%, es decir, consume como el promedio de su delegación) y con presencia en la base de Orden de Corte y además Reincidente en CNR, tiene un 69% de probabilidad de estar cometiendo hurto o fraude.
- **Situación 6:** Si esta vez, el cliente consume un 150% con respecto a su grupo, su probabilidad de hurto disminuye a 45%.
- **Situación 7:** Si esta vez, el consumo es de 200% con respecto a su grupo, su probabilidad de hurto disminuye a 23%
- **Situación 8:** Un cliente de consumo regular (porcentaje de consumo 100%) y sin Orden de Corte y Reincidencia, tiene un 31% de probabilidad de cometer ilícito (lo que puede interpretarse, como un riesgo intrínseco, dada la naturaleza del Mercado Eléctrico).
- **Situación 9:** Un “buen cliente” para Frontel (Ato porcentaje de consumo, sin Orden de Corte ni Reincidencia), presenta solo un 5% de probabilidad de estar cometiendo hurtos o fraudes.

12.5- CONSTRUCCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA CONTENEDORA

12.5.1- ASPECTOS GENERALES

Frontel, al igual que todo el Grupo Saesa, realiza todo el manejo de bases de datos de la empresa a través de Microsoft Excel. Por tal razón, en pos de la aplicabilidad y simpleza del manejo de los datos, se debe construir una herramienta que produzca todo el entorno necesario para genera el listado de búsquedas de forma rápida y eficiente.

Tal cual se propuso en el capítulo V, la herramienta a producir se inserta en el proceso de asignación. En dicha etapa, la herramienta debe realizar todo el proceso de filtrado, cálculos, generación de listados, etc.

Microsoft Excel, utiliza en su funcionamiento el lenguaje de programación *Visual BASIC*. El cual, permite, entre muchas otras opciones, generar de forma automática cálculos y procedimientos complejos, optimizando así el tiempo de uso del programa.

Las macros, pueden ser programadas para generar un cuadro de diálogo con el usuario, o bien, ser asignadas a botones que las contiene para su utilización. De esta manera, la utilización de esta es sencilla y cómoda para el usuario.

La herramienta escogida para este propósito entonces, será un conjunto de macros, que realicen los distintos procesos anteriormente mencionados. Paralelamente, se utilizará el software estadístico SPSS Statistics (tal cual se empleó hasta ahora) para realizar la calibración y validación del modelo.

12.5.2.- ACTORES INVOLUCRADOS Y DESCRIPCIÓN PASO A PASO

Para construir correctamente el sistema que finalmente generará los listados de asignación de búsquedas, será necesario alimentar a la herramienta con distintos archivos desde los cuales se extraerá la información.

Es muy importante destacar, que para el funcionamiento eficiente de esta herramienta, es necesaria la introducción de una nueva Base de Datos, que permita tratar de forma más rápida la Base CNR y acceder directamente a la información relevante para utilizarla en la calibración del modelo. Además, esta base contiene la información relevante para cada servicio en el momento en que se produjo la detección. Esta nueva Base, se conoce con el nombre de Base CNR Transformado (siendo también, un apéndice de la Base CNR actual). Esta base contiene únicamente, junto al número de servicio, los valores importantes en el modelo.

De esta forma, el siguiente esquema expone el sistema de alimentación de datos para la herramienta:

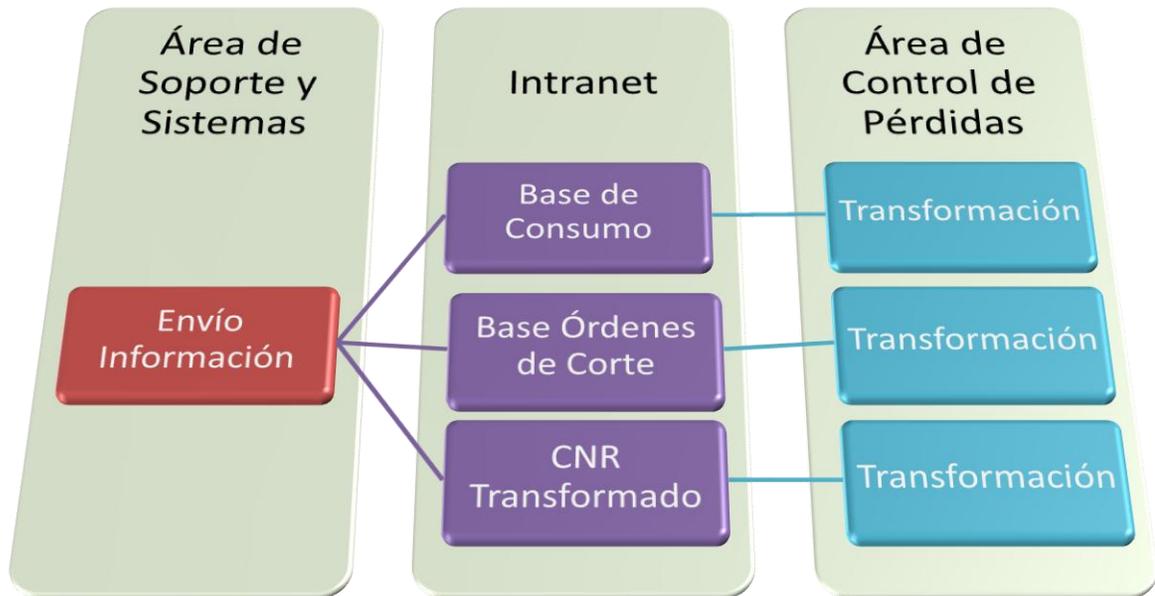


Figura 12.1: Actores involucrados en primera etapa del proceso
Fuente: Elaboración Propia

EL área de Soporte y Sistemas, será la encargada de generar el envío de información a las distintas zonales. La primera misión del área, es convertir los archivos enviados (en formato texto) para poder ser empleados en Excel.

Dentro de la información necesaria por el Área de Control de Pérdidas, se encuentran las bases ya conocidas (Consumo y Orden de corte) junto con la nueva base de CNR Transformado. De esta forma, no será necesario recalcular todos los parámetros de los CNR históricos una y otra vez.

Ya al interior del ACP, el segundo paso es el tratamiento sobre los respectivos datos, a través de una planilla que contiene diversas macros programadas, con distintas funciones una de otra. Los esquemas siguientes, muestran el nombre tentativo, el input, la acción y el output de cada una de estas macros.

12.5.2.1-SUBPROCESO 1

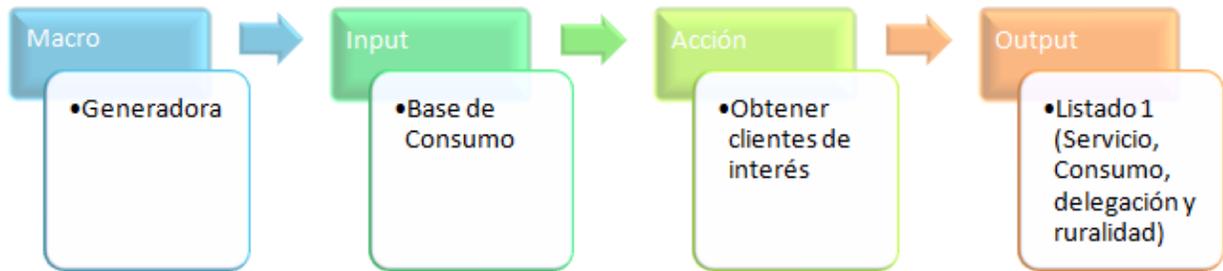


Figura 12.2: Descripción de macro Generadora
Fuente: Elaboración Propia

Primeramente, se ejecuta la Macro “Generadora”. El trabajo de esta herramienta es sencillo. Visita la Base de Consumo, extrayendo desde ahí solamente los servicios de interés para el análisis (Servicios activos, BT1, Residenciales y Monofásicos). De los servicios anteriormente nombrados, se extrae el número de servicio, el consumo de los últimos 3 meses, su delegación y su ruralidad. El resto de la información contenida en esa base es irrelevante para el proceso, por lo que para facilitar y optimizar el tiempo de trabajo, esa información no se incluye. El resultado de este procedimiento es una lista con los campos anteriormente nombrados, llamada “Listado 1”.



Figura 12.3: Descripción de macro Calculadora de consumos
Fuente: Elaboración Propia

El siguiente paso, es la activación de la macro Calculadora de consumos. Esta macro, actúa directamente sobre el listado 1. Su labor, es efectuar el cálculo de las razones de consumo. Para ello, se calcula tanto el promedio de los meses extraídos de cada cliente, comparado con el de su respectiva delegación. El resultado, es la razón de consumo por cliente, agregada en la última columna disponible. A esta actualización del Listado 1, se le llama “Listado 2”.



Figura 12.4: Descripción de macro Reincidentes
Fuente: Elaboración Propia

Posteriormente, interviene la tercera macro: Reincidentes. Esta vez, se procede a realizar el cruce entre el número de servicio, proveniente desde el Listado 2 y su presencia en la Base CNR Transformada. En caso de estar en ella, busca su valor de reincidencia y lo ubica en una nueva columna. El resultado de esta acción, se conoce como “Listado 3”.

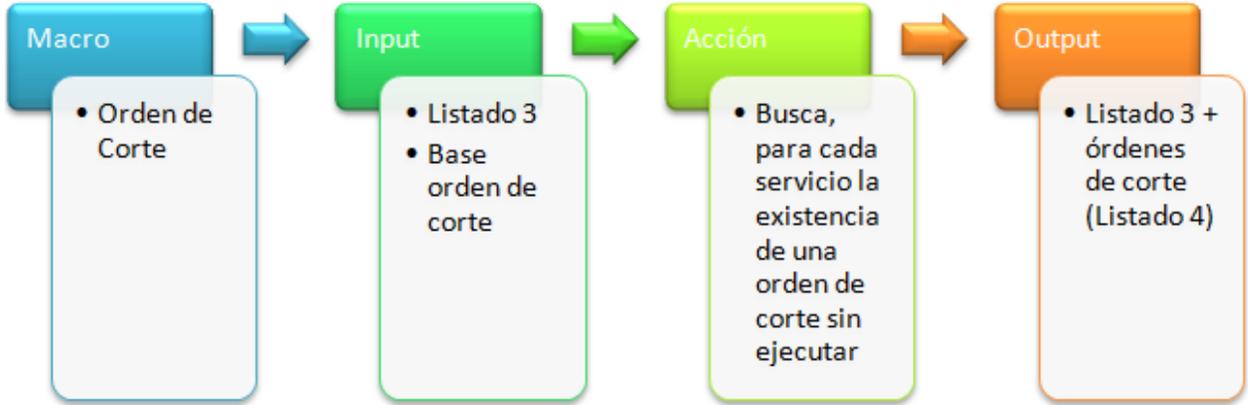


Figura 12.5: Descripción de macro Orden de corte
Fuente: Elaboración Propia

Luego, se repite el proceso con una nueva macro: “Orden de Corte”. Esta vez, se busca las órdenes de corte dicha base a través del número de servicio, En caso de encontrar alguna pendiente, copia el valor 1 en la siguiente columna. El resultado final de esta macro, es un Listado 3 actualizado con las órdenes de corte, llamado Listado 4.

Con esto, los clientes ya tienen sus variables relevantes para el cálculo y calibración del modelo. A continuación se procede a describir el subproceso que genera la lista que se empleará en la calibración del modelo.

12.5.2.2.- SUBPROCESO 2

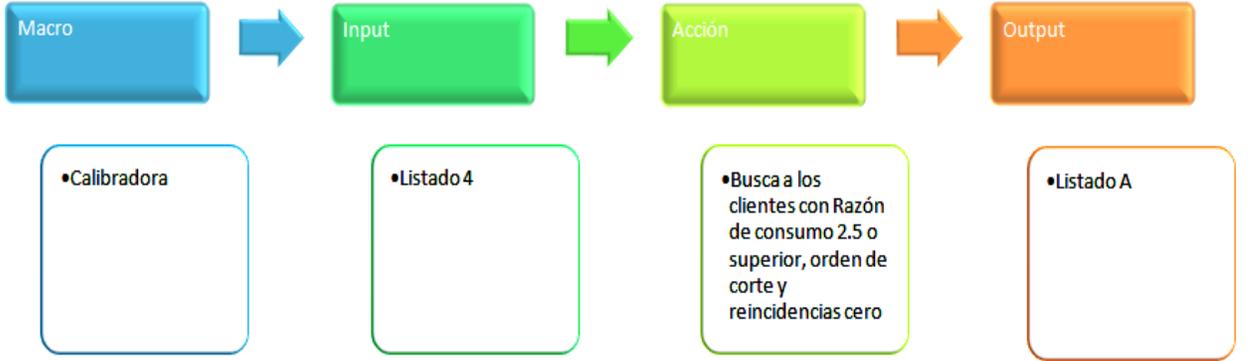


Figura 12.6: Descripción de macro Calibradora
Fuente: Elaboración Propia

A continuación, inicia la primera etapa del subproceso. Esta se inicia con la ejecución de la macro “Calibradora”. Dicha macro, trabaja directamente sobre el Listado 4. La acción de ésta, es extraer a los clientes con alta Razón de Consumo y que además, no tengan Reincidencia ni Órdenes de corte. EL resultado de esta acción, es un nuevo listado, llamado Listado A, que se aloja en un nuevo archivo Excel.



Figura 12.7: Descripción de macro Extractora
Fuente: Elaboración Propia

Luego, se ejecuta una macro muy sencilla, llamada Extractora. Su única acción es recoger la lista completa de clientes de la Base CNR Transformada y alojarla bajo el Listado A. Con esto, se obtiene finalmente el Listado de Calibración.

12.5.2.3.- SUBPROCESO 3

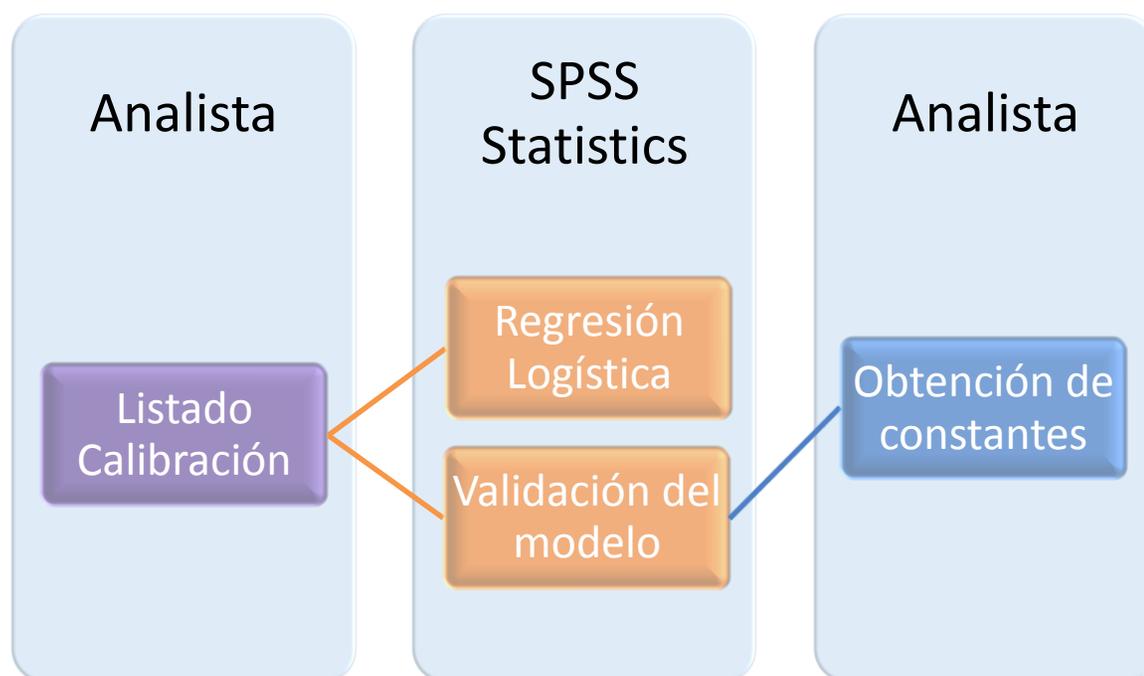


Figura 12.8: Trabajo de analista en construcción de Modelo Logístico
Fuente: Elaboración Propia

El Analista luego, debe cargar el archivo generado con el Listado de Calibración en SPSS Statistics, para ejecutar la Regresión Logística. Como el primer modelo ejecutado fue validado y con buen ajuste, esta situación no debiese cambiar demasiado con los nuevos datos (Dado el

volumen de estos, el incremento mes a mes de la Base de Calibración será considerable como para alterar la validez del modelo.

De la regresión logística, el Analista obtiene los valores de constantes que posteriormente desarrollarán el modelo.

En el último subproceso, se encuentra listo para ser ejecutado.

12.5.2.4.- SUBPROCESO 4



Figura 12.9: Descripción Macro Regresión
Fuente: Elaboración Propia

El último subproceso se inicia, con la ejecución de la Macro de Regresión. Dicha herramienta, presenta un cuadro de diálogo para el analista que tiene el siguiente prototipo:

La imagen muestra un prototipo de una ventana de diálogo con un fondo gris y una barra superior azul y roja. Contiene cuatro campos de entrada de texto:

- Valor Constante Intercepto
- Valor Constante Reincidencias
- Valor Constante Orden de Corte
- Valor Constante Consumo

Figura 12.10: Bosquejo de ventana de diálogo con el Analista Usuario
Fuente: Elaboración Propia

El Analista, ingresa los valores obtenidos en SPSS Statistics y se ejecuta el Modelo Logístico representado por las ecuaciones (1) y (2) del capítulo anterior. El resultado de este subproceso, es el cálculo de probabilidad predicha para cada cliente.

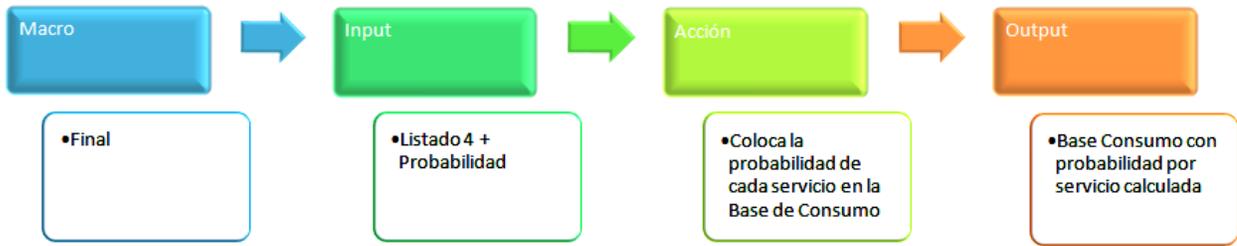


Figura 12.11: Descripción Macro Final

Fuente: Elaboración Propia

La última macro, recoge el valor de la probabilidad obtenida por la macro regresión y la transporta, cruzándola por servicio, hasta la Base de Consumo. Finalmente, el proceso termina cuando el Analista envía el extracto necesario (división de la Base de Consumo en las 4 zonales de Frontel) al Jefe de Zona respectivo. Con esto, queda la información completa de cada zonal, junto con la probabilidad predicha para que el Jefe de Zona tome la decisión correspondiente.

Adicionalmente, se propone una innovación extra al proceso, relativa al descubrimiento de nuevos CNR.

Con el objetivo de poseer información ya disponible en el próximo proceso, se sugiere, junto con la creación y utilización de la Base CNR Transformada (que se alimenta cruzando los nuevos ingresos de la Base CNR con los parámetros del modelo, disponibles en el Listado 4), la utilización de una última macro, llamada “Actualización Reincidencia”, que trabaja sobre la nueva base.

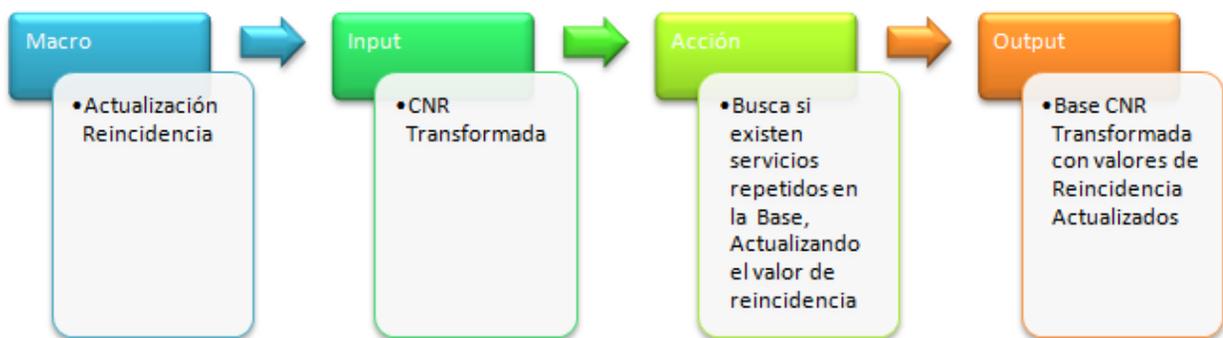


Figura 12.12: Descripción Macro Actualización Reincidencia

Fuente: Elaboración Propia

Luego del ingreso de los nuevos CNR, es conveniente revisar si alguno de ellos ya se encontraba presente en dicha base. Para ello, Actualización Reincidencia simplemente, busca si existen registros repetidos en la Base CNR Transformada, actualizando el valor de Reincidencia en caso que el nuevo cliente ingresado adopte por primera vez dicha categoría. Para el siguiente cálculo y calibración del modelo, será necesario ya poseer la información actualizada en todas las bases.

12.6.- VENTAJAS DE LA HERRAMIENTA

- ✚ **Automatización:** Como se observa, la utilización de la herramienta disminuye considerablemente el tiempo del proceso de asignación. Ya que en tan solo una mañana (incluso, un par de horas), es posible ejecutar el proceso completo, para ponerlo a disposición de los Jefes Zonales, quienes pueden de esta manera, tomar decisiones con mejor información disponible.
- ✚ **Precisión en manejo de datos:** Adicionalmente, todos los datos son procesados a través de macros, con lo que no es necesario la intervención humana en el proceso de elección y cálculo de datos, minimizando errores.
- ✚ **Consideración de datos relevantes para el proceso:** El proceso efectuado por la herramienta, utiliza y dispone de gran cantidad de datos inutilizados hasta el momento. Dicha situación permitirá a Frontel afrontar el problema desde mayores aristas.
- ✚ **Validación estadística:** De la mano con lo anterior, la herramienta utiliza un modelo matemático validado, lo que permitiría un mejor resultado en las inspecciones realizadas.

13.- IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO Y RESULTADOS

13.1.- IMPLEMENTACIÓN SOBRE FRONTEL

El Modelo de Regresión Logística, fue ejecutado sobre los servicios de Frontel

	A	B	C	D	E
1	servicio	Reincidencias	Orden de Corte	Razón de Consumo	Probabilidad
2	2,45853E+11	0	1	0,81	61%
3	2,35682E+11	0	1	0,92	55%
4	2,35622E+11	0	1	0,92	55%
5	2,35682E+11	0	0	0,92	35%
6	2,45832E+11	0	1	0,80	61%
7	2,45832E+11	0	0	0,80	40%
8	2,36823E+11	0	0	0,73	44%
9	2,36803E+11	0	1	0,73	65%
10	2,45951E+11	0	0	0,80	40%
11	2,50823E+11	0	0	0,75	42%
12	4E+11	0	1	0,80	61%
13	2,36803E+11	0	1	0,72	65%
14	2,45832E+11	0	0	0,79	40%
15	2,47903E+11	0	0	0,95	33%
16	2,50803E+11	0	0	0,75	43%
17	2,45842E+11	0	1	0,79	61%
18	4E+11	0	0	0,79	40%
19	2,45832E+11	0	1	0,79	61%
20	2,35682E+11	0	1	0,91	56%
21	4E+11	0	0	0,75	43%
22	4E+11	1	0	0,72	63%
23	4E+11	0	0	0,79	41%
24	2,45832E+11	0	0	0,79	41%

Figura 13.1: Imagen de listado con probabilidades predichas

En la imagen, se muestra una vista del indicador de probabilidad de ocurrencia junto al servicio. En cuanto a la distribución de servicios por intervalo de probabilidad, se observa lo siguiente:

Probabilidad	Cant. Clientes	Porcentaje
[0%;20%]	78.654	31,00%
(20%;40%]	33.068	13,03%
(40%;60%]	69.228	27,28%
(60%;80%]	62.178	24,50%
(80%;100%]	10.633	4,19%
Total	253.761	100%

Tabla 13.1: Cantidad de Servicios por intervalo de probabilidad predicha

Fuente: Elaboración Propia.

Sobre el total de clientes BT1 Residenciales Monofásicos, casi un 30% presenta una probabilidad predicha de hurto o fraude superior a 60%. La información anteriormente expuesta fue presentada al Área de Control de Pérdidas para que informase luego a las distintas zonales de Frontel, sugiriendo así el listado con los servicios necesarios de inspeccionar.

13.2.- RESULTADOS

Durante un período de prueba de 10 días, se ejecutaron inspecciones sobre los resultados brindados por el modelo. Por decisión de la empresa, se efectuaron las búsquedas sobre la zonal de Temuco.

En dicho período de tiempo, se realizaron un total de 260 inspecciones sobre clientes predichos por el modelo con una probabilidad mayor al 60% (no se escogieron los de mayor probabilidad exclusivamente por criterios del Jefe Zonal, como la cercanía entre los clientes, por ejemplo).

Del total de servicios, se detectaron irregularidades en 46 de ellos. Las fallas encontradas en los medidores, se resumen en la siguiente tabla:

Clientes Inspeccionados	260
Detecciones	46
Hurtos Detectados	9
Fraudes Detectados	29
Medidores Malos	8
Efectividad	17,69%

Tabla 13.2: Resultados Preliminares

Fuente: Elaboración Propia

Junto con el aumento en la efectividad de predicción, existen tres importantes observaciones a partir de los resultados:

- Las 46 detecciones realizadas, 41 fueron en clientes predichos con probabilidad mayor al 80%, lo que sugiere priorizar a dichos clientes en la ejecución de las búsquedas.
- 52 servicios fueron localizados en viviendas deshabitadas o se encontraban físicamente retirados, lo que indica una ventaja para la siguiente búsqueda: A través de la actualización de los estados de los servicios en la base de datos, se evitará caer en redundancias o volver a inspeccionar servicios que ya no están operando.
- Una conclusión del resultado anterior es entonces, que una inspección en un servicio no operativo, si bien es cierto no aporta en efectividad, ayudará a reducir el horizonte de búsquedas para la próxima rueda de inspecciones.

Dentro de la evolución del proceso, es importante destacar que a la fecha (Enero 2013), el número de inspecciones ha aumentado, reportando una efectividad cercana al 21%, ejecutado sobre la misma Zonal. Ya se piensa entonces, en comenzar a ejecutar el nuevo proceso sobre el resto de Frontel y potencialmente, en todo el Grupo Saesa.

14.- PROYECCIÓN ECONÓMICA DE LA HERRAMIENTA

Si bien es cierto, la fase de prueba aún debe ser completada en un horizonte más largo de tiempo, donde se verá el valor de eficiencia final lograda, es posible analizar los resultados ya obtenidos en zonal Temuco, para hacer una aproximación de la cantidad de energía recuperada a partir de las búsquedas.

Para ello, se realizará una proyección anual, considerando tres horizontes de análisis:

- ❖ **Pesimista:** Efectividad en las inspecciones BT1 Residenciales Monofásicas del 10%, posibilidad de ejecutar solo 4 cobros retroactivos y una capacidad de recuperación monetaria de 25%
- ❖ **Neutro:** Efectividad de 15%, ejecución de 5 cobros retroactivos y capacidad de recuperación monetaria de 35%
- ❖ **Optimista:** Efectividad de 20%, ejecución de 6 cobros retroactivos y capacidad de recuperación monetaria de 45%
- ✓ Las cifras escogidas para efectividad, obedecen a moverse en torno al escenario otorgado por los resultados de la implementación del modelo en la zonal Temuco.
- ✓ En tanto, la elección de los cobros, se proponen dichos valores dado que surge la posibilidad de un alegato de parte del cliente, en cuyo caso, la empresa puede negociar, buscando una alternativa más económica a un juicio.
- ✓ Finalmente, la elección de recuperación monetaria se considera dado el escenario actual del área de cobranza del ACP. En la actualidad, solamente un 35% de los cobros se recuperan, oscilando en promedio en torno a un 10% de alza o de baja.

Recordando algunas tablas del capítulo IV, se puede condensar la información relevante, a partir de la proyección de inspecciones de Frontel para el año 2012 a nivel de zonal.

Para estimar la energía a recuperar por inspección, se procede al siguiente cálculo: se estima que por recuperación, se obtiene un 70% del promedio por zonal (energía recuperable).

Zonal	Lota	Cabrero	Temuco	Angol
Promedio Urbano (KWh)	113	115	114	112
Proporción Urbano	69,44%	70,14%	71,55%	68,13%
Promedio Rural (KWh)	104	106	107	105
Proporción Rural	30,56%	29,86%	28,45%	31,87%
Prom. Ponderado	110,25	112,31	112,01	109,77
Energía Recuperable (KWh)	77,17	78,62	78,41	76,84

Tabla 14.1: Proyección de energía recuperable por inspección exitosa

Fuente: Elaboración Propia

Para estimar la cantidad de inspecciones a realizar, se distribuirá el total de inspecciones planificadas por Frontel, de forma proporcional a la cantidad de clientes.

Zonal	Cantidad Clientes	Cantidad Inspecciones
Lota	63.636	6.240
Cabrero	47.048	4.614
Temuco	67.403	6.610
Angol	75.674	7.421
Total	253.761	24.885

Tabla 14.2: Cantidad de inspecciones estimadas a realizar en un año

Fuente: Elaboración Propia

De esta forma, calculando el valor de 1 KWh en \$120, se obtiene el siguiente resultado de estimación:

	Zonal	Lota
	Cant. Inspecciones	6.240
	Energía por detección (KWh)	77,17
Pesimista	Detecciones	624
10% efectividad	Total Energía (KWh)	192.630
4 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	23.115.611
25% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	5.778.903
Neutro	Detecciones	936
15% efectividad	Total Energía (KWh)	361.181
5 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	43.341.771
35% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	15.169.620
Optimista	Detecciones	1.248
20% efectividad	Total Energía (KWh)	577.890
6 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	69.346.833
45% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	31.206.075

Tabla14.3: Proyección por escenarios zonal Lota

Fuente: Elaboración Propia

	Zonal	Cabrero
	Cant. Inspecciones	4.614
	Energía por detección (KWh)	78,62
Pesimista	Detecciones	461
10% efectividad	Total Energía (KWh)	145.093
4 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	17.411.180
25% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	4.352.795
Neutro	Detecciones	692
15% efectividad	Total Energía (KWh)	272.050
5 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	32.645.963
35% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	11.426.087
Optimista	Detecciones	923
20% efectividad	Total Energía (KWh)	435.280
6 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	52.233.541
45% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	23.505.093

Tabla 14.4: Proyección por escenarios zonal Cabrero

Fuente: Elaboración Propia

	Zonal	Temuco
	Cant. Inspecciones	6.610
	Energía por detección (KWh)	78,41
Pesimista	Detecciones	661
10% efectividad	Total Energía (KWh)	207.312
4 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	24.877.383
25% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	6.219.346
Neutro	Detecciones	991
15% efectividad	Total Energía (KWh)	388.709
5 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	46.645.092
35% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	16.325.782
Optimista	Detecciones	1.322
20% efectividad	Total Energía (KWh)	621.935
6 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	74.632.148
45% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	33.584.467

Tabla 14.5: Proyección por escenarios zonal Temuco

Fuente: Elaboración Propia

	Zonal	Angol
	Cant. Inspecciones	7.421
	Energía por detección (KWh)	76,84
Pesimista	Detecciones	742
10% efectividad	Total Energía (KWh)	228.090
4 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	27.370.835
25% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	6.842.709
Neutro	Detecciones	1.113
15% efectividad	Total Energía (KWh)	427.669
5 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	51.320.316
35% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	17.962.111
Optimista	Detecciones	1.484
20% efectividad	Total Energía (KWh)	684.271
6 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	82.112.506
45% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	36.950.628

Tabla 14.6: Proyección por escenarios zonal Angol

Fuente: Elaboración Propia

	Zonal	Total
	Cant. Inspecciones	24.885
	Energía por detección (KWh)	77,67
Pesimista	Detecciones	2.489
10% efectividad	Total Energía (KWh)	773.125
4 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	92.775.009
25% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	23.193.752
Neutro	Detecciones	3.733
15% efectividad	Total Energía (KWh)	1.449.610
5 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	173.953.142
35% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	60.883.600
Optimista	Detecciones	4.977
20% efectividad	Total Energía (KWh)	2.319.375
6 cobros retroactivos	Total Facturable (\$)	278.325.028
45% de recuperación facturable	Total Recuperable (\$)	125.246.263

Tabla 14.7: Proyección por escenarios Total Frontel

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, se estimará un escenario promedio como ponderación de los tres escenarios. Para tal efecto, se ponderará el escenario neutro en un 50%, el pesimista en un 30% y el optimista en un 20%.

Tras dicha estimación, la cifra final recuperable por zonal y para todo Frontel es la siguiente:

Zonal	Recuperación (\$)
Lota	15.559.696
Cabrero	11.719.901
Temuco	16.745.588
Angol	18.423.994
Total	62.449.178

Tabla 14.8: Recuperación Económica estimada por zonal
Fuente: Elaboración Propia

Para medir el efecto comparativo con la situación actual, se procede a realizar una estimación de la recuperación actual, a partir de la información vertida en las Tabla 5.6 del capítulo V. Para favorecer también a la situación actual, se calcula un total de 6 cobros por detección y una recuperación monetaria de 45%.

Situación Actual	
Detecciones	2.025
Energía por detección (KWh)	77,67
Cobros Retroactivos	6
Total Energía (KWh)	943.691
Total Facturable (\$)	113.242.860
Recuperación	45%
Total Frontel (\$)	50.959.287

Tabla 14.9: Proyección con situación actual Frontel
Fuente: Elaboración Propia.

Con la contraposición entre las tablas, queda de manifiesto que la herramienta, otorgaría una rentabilidad mayor a la que actualmente se proyecta para Frontel. Finalmente, debe tenerse presente que los análisis anteriormente mencionados, no incluyen el efecto de recuperar el consumo producto de la normalización de un servicio hacia el futuro¹¹.

¹¹ El grupo Saesa, define este efecto como “mayor venta”. Este concepto se define como el total de energía extra que se vende al cliente producto del cambio de medidor.

15.- PROPUESTAS DE MEJORAS PARA LA HERRAMIENTA

- ✓ Una primera sugerencia, es generar una lista de control sobre los clientes que han sido inspeccionados. Dado el gran número de clientes que poseen una alta probabilidad predicha, se recomienda no visitar dos veces a un cliente de forma consecutiva, salvo que este haya sido detectado en alguna inspección, ya sea previa o resultado de la herramienta (recordar que la Reincidencia, es un fenómeno particularmente presente en Frontel)
- ✓ Una muy buena forma de clasificar a los clientes, es a través de la obtención o estimación de variables socioeconómicas, que permitirían segmentarlos tanto desde perspectivas geográficas (barrios), hasta estimaciones de nivel de ingresos por consumo. Esta segmentación, favorece fuertemente al modelo, pues introduce una variable potencialmente poderosa en cuanto al comportamiento de los clientes. Esta variable no fue posible utilizarla en la investigación, dado que no se contó con herramientas suficientes para determinar el nivel socioeconómico. Sin embargo, la empresa ejecutó un plan para los sectores urbanos, llamado “división por polígono”. Este consiste en desmembrar las principales ciudades (Lota, Cabrero, Angol, Cañete, Temuco, etc.) en sectores (asociados principalmente a poblaciones o barrios), los cuales, pueden ser catalogados con algún patrón socioeconómico estimado. Dicha variable entonces, será incorporada para, a nivel de asentamientos urbanos, realizar un análisis más detallado o bien, utilizarlo como criterio operativo de ejecución de búsqueda.
- ✓ Revisar el modelo tras una cierta cantidad de ciclos trimestrales, para así, incorporar de mejor manera las variables (esto sugiere que tras un período largo de tiempo, el comportamiento de los usuarios puede variar fuertemente). Para ello, se sugiere calibrar y probar nuevos modelos con distintas variables, o bien, la transformación del modelo en uno más potente y autosuficiente, como una red neuronal.
- ✓ Gestionar de mejor forma las inspecciones perdidas. En muchos casos, estas sirven para actualizar datos en la Base de Consumo (clientes que pasan a estar inactivos o retirados). O bien, como se mencionó en el primer punto, para dejar fuera de la próxima inspección a un cliente que no resultó poseedor de un CNR.
- ✓ Incorporar más elementos a la decisión de las inspecciones, tales como optimización de ruta, prioridad por historial anterior de consumo (generar jerarquías entre clientes), etc.
- ✓ Expandir el Modelo para las otras áreas del Grupo Saesa, realizando una metodología similar a la aquí empleada. De esta forma, puede obtenerse una calibración diferente por empresa, acorde a los requerimientos y patrones de conducta propios de éstas.
- ✓ Del mismo modo, se expone como propuesta expandir el modelo a otros grupos tarifarios, atendiendo eso sí las necesidades y características propias de cada uno de ellos.

16.- PROPUESTAS DE MEJORA AL PROCESO COMPLETO Y AL ACP

- ✚ **Campañas de condena social al hurto y al fraude eléctrico:** A través de educar a la población sobre los riesgos y dificultades asociadas a los delitos de sustracción energética e intervención de líneas, de manera que la empresa convierta este problema en uno que involucre a toda la sociedad. De esta forma, la sociedad también puede convertirse en actor principal en el combate contra el hurto y el fraude.
- ✚ **Proyectos de tecnología:** Continuar con procesos de recambio de artefactos de medición (cambios y renovación del parque de medidores, con el objetivo de generar el efecto de “mayor venta”). Del mismo modo, aprovechar las detecciones exitosas para introducir equipos de medición nuevos, más precisos y difíciles de manipular. De la misma manera, se propone blindar el sistema de distribución para hacerlo más difícil de manipular, realizando acciones como soterramiento de líneas, aplicación de revestimientos, vigilancia, etc.
- ✚ **Analizar conveniencia de internalizar brigadas de inspección:** Como mecanismo de desincentivo a la complicidad que muchas veces se ha hecho manifiesta entre brigadas contratistas y clientes hurtadores, Se propone al ACP realizar un estudio sobre la conveniencia de incorporar a la empresa a estos brigadistas. Junto con tener mayor capacidad de control y de gestión sobre su trabajo (se elimina el intermediario del contratista), se le brinda a los funcionarios mayores expectativas de permanecer en la empresa.
- ✚ **Revisión de trabajo de brigadas:** Uno de los aspectos críticos en el proceso es el de auditoría sobre la acción de los miembros de las brigadas. En este respecto, se propone a Frontel implementar sistemas de revisión continua sobre el trabajo de sus brigadas. Un ejemplo aplicable es el de la revisión de coincidencias entre rutas asignadas y rutas efectivas, a través de los sistemas globales GPS.
- ✚ **Generar esquemas de incentivos:** Premiar a las brigadas por detecciones exitosas, generando un mayor interés para colaborar con la empresa en el combate contra los clientes hurtadores. Un posible mecanismo es premiar a la brigada con una fracción de las detecciones realizadas.
- ✚ **Revisar el proceso de cobranza:** Otro de los grandes problemas del Grupo Saesa y de Frontel en particular, es el proceso que releva a las detecciones: La Gestión de Cobranza. Actualmente, el Grupo Saesa es capaz de recuperar sólo el 35% de las cobranzas retroactivas por hurto y fraude, debido en gran parte a los resquicios existentes en la legislación vigente. Es este proceso entonces, materia de interés para el Grupo Saesa.

- ✚ **Gestión de Bases de Datos:** Actualmente, gran parte de las demoras en la gestión del Área de Control de Pérdidas, ocurre por no poseer un sistema de base de datos relacional, que permita agilizar y alojar información en servidores que sean de acceso completo de la empresa. Para ello, se sugiere al Grupo Saesa operar con gestores de bases de datos más eficientes, tales como SQL, Acces, etc. De esta manera también, se evitarán problemas en la operación con datos. Otra alternativa, para un horizonte de tiempo más amplio, es la creación de un sistema de Data Warehouse, incluyendo cada sub-área del ACP con un respectivo Data Mart.
- ✚ **Revisión continua de procesos:** Finalmente, tal como se evidenció en este trabajo, se sugiere realizar con cierta periodicidad revisión sobre todos los procesos involucrados en la gestión de pérdidas no técnicas del ACP. De esta manera, el área incurrirá en una cultura de mejora continua, que le permitirá obtener en mediano plazo mejores resultados, tanto en la asignación como los demás procesos que la involucra.

17.- CONCLUSIONES

Del trabajo aquí realizado, es posible extraer las siguientes conclusiones:

- Es posible mejorar el proceso de asignación de búsquedas, generando una estrategia a nivel de Área de Control de Pérdidas. De esta manera, se le quita responsabilidad a las zonales (específicamente a los jefes, quienes, pueden enfocarse en otras tareas propias de su gestión) y emplea una única metodología, que permitirá a la empresa desarrollar de mejor forma su gestión, de forma unificada.
- Frontel, cuenta con un amplio set de datos hasta ahora no utilizados, de la cuales, es posible extraer una gran cantidad de información para la empresa. Dicha información, puede resultar determinante para la gestión de esta. Un ejemplo de esta afirmación es la construcción de la herramienta que permite asignar las búsquedas, que utiliza exclusivamente información disponible y en el formato de la empresa.
- También, es posible concluir la necesidad de Frontel de hacer frente a la problemática de la limpieza de datos. Actualmente, la empresa registra una enorme cantidad de clientes registrados y que ya no son parte de Frontel, junto con entradas que fueron necesarias revisar para determinar su validez. Dicha situación dificulta el proceso de caracterización de clientes y puede conllevar a errores graves a la hora de plantear o implementar mejoras al sistema.
- Los modelos matemáticos, constituyen una herramienta de ayuda preponderante en la resolución de problemas. En el caso particular de Frontel, fue posible adaptar un modelo predictivo, que colaborase con el objetivo de realizar una mejor asignación de búsquedas, más efectiva y eficiente. Prueba de esto es la adaptabilidad y eficacia en la práctica, ayudando a mejorar la gestión sobre los mecanismos de inspección.
- Es posible mejorar la efectividad porcentual de las búsquedas y la proyección económica, a través del análisis de datos y el apoyo en los procesos, favoreciendo de esta manera la gestión del Área de Control de Pérdidas, alineándolo con la estrategia y misión de la compañía.
- Paralelamente, la implementación de este Sistema de Detección permite a la empresa mejorar sus expectativas económicas, exponiendo una rentabilidad esperada mayor a la de la situación actual. Por otra parte, se cuenta con el beneficio de implementar un sistema sin costos y automático, lo que también descongestiona al proceso de asignación.
- El siguiente paso de la compañía, es analizar los procesos que circundan el Área de Control de Pérdidas. A través de ellos, será posible determinar nuevas etapas hacia la mejora continua en la gestión y la agregación de valor en la empresa. A través de esta mejora, Frontel y el Grupo Saesa podrá incrementar su rentabilidad esperada en el largo plazo.
- Durante todo el desarrollo de este trabajo, se hace evidente la importancia y el rol preponderante que juega la ingeniería industrial en el planteamiento y desarrollo de problemas asociados a la gestión, aplicados a las realidades y necesidades de la empresa.

18.- BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. Cabiati, «**Seminario Internacional Mejores Prácticas en gestión de Pérdidas Comerciales: Impacto del Fraude eléctrico en Red,**» 24 Agosto 2010. [En línea]. Available: http://cecacier.org/inicio/confiCECACIER/documentos/Seminario_Internacional_Mejores_Practicas_en_la_gestion_de_Perdidas_Comerciales/Impacto_fraude_electrico_en_RD_EDESUR_%20Alejandro_Cabiati.pdf. [Último acceso: 14 Octubre 2012].
- [2] Universia, «**Crean Nuevo sistema de detección de fraudes eléctricos,**» 4 Septiembre 2008.[En línea]. Available:<http://noticias.universia.cl/ciencia-ntt/noticia/2008/09/04/304288/crean-novedoso-sistema-deteccion-fraudes-electricos.html>. [Último acceso: 1 Julio 2012].
- [3] Saesa, «**Estados Financieros,**» [En línea]. Available: http://portal.saesa.cl:7778/portal/page?_pageid=572,8391256,572_8607273,572_8607253,572_8607277,572_8607265,572_8607257,572_8607261,572_8607281,572_8607269&_dad=portal&_schema=PORTAL&_requestedpageid=PAG_ESTADO_FINANCIERO2&menu=div6. [Último acceso: 28 Junio 2012].
- [4] Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile, «**La regulación del segmento distribución en Chile,**» Santiago, 2006.
- [5] I. Romero, «**Modelos Predictivos,**» [En línea]. Available: <http://www.ivanromero.es/proyecto/analisis.php>. [Último acceso: 30 Junio 2012].
- [6] R. Bacciarini, «**Plan 2012 pérdidas no técnicas y recuperación de energía,**» Osorno, 2011.
- [7] G. Cuéllar, «**Rediseño de Procesos,**» [En línea]. Available: <http://fceca.unicauca.edu.co/old/redisenio.htm>. [Último acceso: 1 Julio 2012].
- [8] M. Bustamante, «**REDISEÑO DEL PROCESO DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: “EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN COMO EJE ARTICULADOR EN LA GESTIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA”**,» Santiago, 2009.

- [9] L. Ceccaroni, «**Resolver problemas mediante búsqueda heurística,**» Santiago, 2009.
- [10] Ideal.es, «**Sevillana Endesa intenta detectar los fraudes eléctricos,**» [En línea]. Available: <http://www.ideal.es/almeria/20080914/provincia/sevillana-endesa-intenta-detectar-20080914.html>. [Último acceso: 2 Julio 2012].
- [11] P. Botella, «**Introducción a la Regresión Logística con R-Commander,**» 21 Julio 2006. [En línea]. Available: <http://maphysco.ceuuch.es/~pbotella/IntroduccionalaRegresionLogisticaconR-Commander.pdf>. [Último acceso: 22 Octubre 2012].
- [12] M. Aguayo Canela, **Como hacer una Regresión Logística en SPSS**, Sevilla, Andalucía: Fabis Andalucía, 2007.
- [13] Angel Pérez, «**Regresión Logística Binaria,**» 7 Septiembre 2009. [En línea]. Available: www.uoc.edu. [Último acceso: 2 Noviembre 2012].
- [14] J. Galbiati, «**Aspectos de la Regresión Logística,**» 3 Mayo 2010. [En línea]. Available: www.jorgegalbiati.cl/ejercicios_7/RegrLog.pdf. [Último acceso: 3 Noviembre 2012].
- [15] A. A. d. E. e. E. Trabajo, «**Sexto Congreso Nacional de Estudios del Trabajo,**» 14 Marzo 2011. [En línea]. Available: www.aset.org.ar/congresos/6/archivosPDF/grupoTematico01/012.pdf. [Último acceso: 7 Noviembre 2012].
- [16] S. Inc, «**Manual del usuario de SPSS Statistics Base 17.0,**» 20 Enero 2010. [En línea]. Available: web.udl.es. [Último acceso: 8 Noviembre 2012].
- [17] G. B. José Pedro García Sabater, «**Manual de VisualBasic Para Excel,**» 30 Julio 2003. [En línea]. Available: http://cesotolliccu.mdl2.com/pluginfile.php/3101/mod_resource/content/1/MANUAL%20VISUAL%20BASIC.pdf. [Último acceso: 17 Noviembre 2012].

19.- ANEXOS

19.1.- ANEXO A:

Reseña de los Sistemas eléctricos de Chile:

“1.1 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING se extiende entre Arica y Antofagasta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, y cubre una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio continental de Chile.

*En esta zona predomina un clima de extrema sequedad, donde gran parte del territorio está constituido por el Desierto de Atacama. Esto ha determinado que la mayor parte de la población se concentre en ciudades costeras, mientras la mayor parte de la actividad económica, esencialmente minera, se concentra en el interior
Y hacia zonas cordilleranas.*

Según cifras del censo de 2002, la población alcanza al 6,1% del total nacional y está concentrada principalmente en algunas ciudades y poblados muy distanciados entre sí. Por lo anterior, el desarrollo original del sistema eléctrico consistió en la construcción de centrales dedicadas a cada faena minera. Las primeras centrales fueron ubicadas en la costa y se unían a su principal consumidor a través de líneas de transmisión geográficamente transversales.

A fines de 1987 se interconectaron algunos de estos sistemas, dando origen al Sistema Interconectado del Norte Grande. El 30 de Julio de 1993 comenzó la operación coordinada de las instalaciones del SING al constituirse el CDEC del SING (CDEC-SING). A diciembre de 2005, constituían el CDEC-SING las empresas:

Edelnor, Electroandina, Norgener, Celta, Gasatacama Generación, Aes Gener y Transelec Norte. Durante el año 2005, la demanda máxima del sistema alcanzó los 1.631 MW con una generación bruta de alrededor de 12.657 GWh Durante el año 2005 en este sistema se abastecieron del orden de 256.000 clientes regulados, cuyo consumo representó alrededor del 10% de la producción neta del SING, abastecidos por 5 empresas distribuidoras.”.

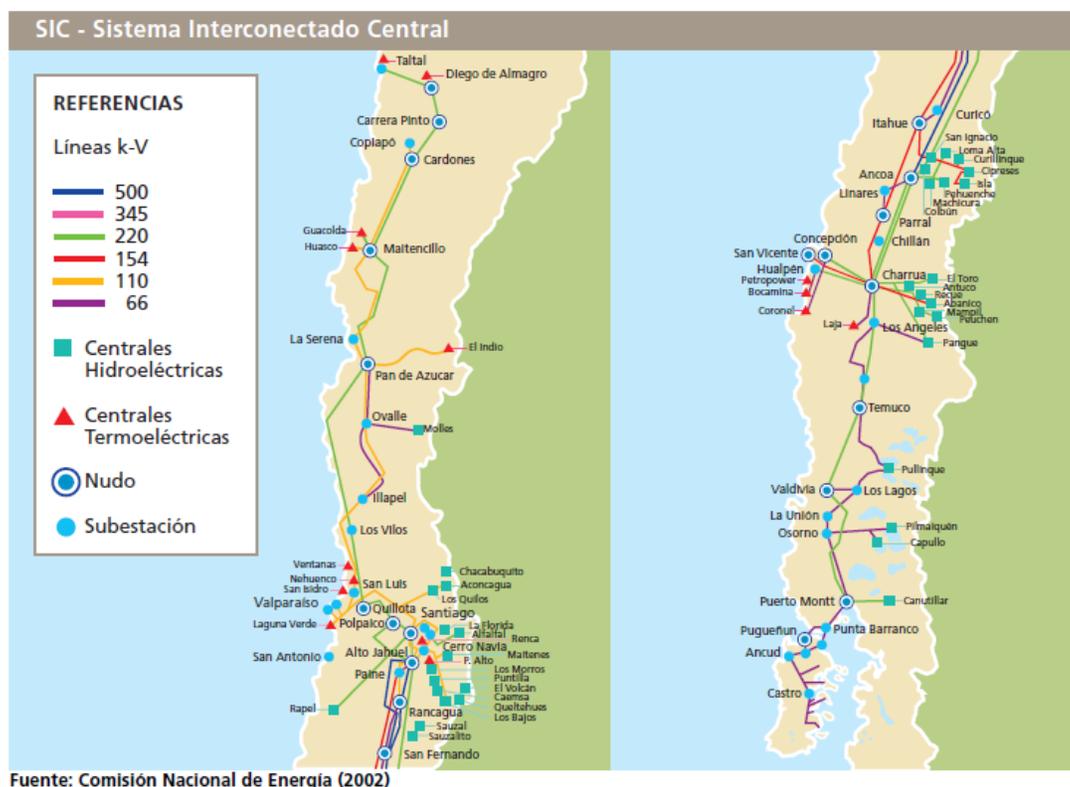


“1.2 Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de su población. Se extiende desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. Su importancia radica en que abarca al mayor centro de consumo del país, ubicado en la Región Metropolitana. A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados. Este sistema eléctrico está compuesto por centrales generadoras de energía, líneas de transmisión, subestaciones de enlace y transformadoras, líneas de subtransmisión, líneas adicionales de transmisión, sistemas de distribución en alta y baja tensión, y puntos de conexión de consumidores finales. La mayor parte de la generación hidroeléctrica se localiza en el sur y las centrales térmicas se ubican principalmente en el centro y norte.

El SIC agrupa a un total de 24 empresas de generación, que junto a algunas empresas de transmisión conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC)². El parque generador está constituido por una capacidad instalada de 8.288 MW, representada en un 56,65% por centrales hidráulicas de embalse y pasada, y en un 43,35% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo abierto y combinado a gas natural. Durante el año 2005 la demanda máxima alcanzó los 5.768 MW, mientras que la generación bruta de energía se ubicó en torno a los 37.965 GWh. A diciembre de 2005, operan en el SIC 29 empresas concesionarias de servicio público de distribución de energía (incluida la empresa ELECDA que

también es concesionaria de distribución en el SING), que en conjunto atendieron en el año 2005 un total de 4.371.000 clientes regulados, cuyo consumo representó alrededor del 65% de la generación neta del sistema.



1.3 Sistemas eléctricos de Aysén

Continuando más al sur del país, en la XI Región se encuentra el sistema eléctrico de Aysén, el cual abastece a las ciudades de Coyhaique y Puerto Aysén, separadas por aproximadamente 60 km entre sí. Este sistema posee dos centrales hidroeléctricas de pasada: la central Aysén y Lago Atravesado, que en condiciones hidrológicas favorables abastecen cerca del 90% del consumo. El resto de las centrales generadoras operan a diesel.

La potencia máxima demandada en el año 2005 en el sistema eléctrico de Aysén fue de 19,4 MW y la energía bruta generada alcanzó los 107,9 GWh, los cuales fueron destinados íntegramente al suministro de aproximadamente 24.300 clientes regulados.

Adicionalmente, este sistema se caracteriza porque existe una única empresa operadora, propietaria de las instalaciones de generación y transmisión, y poseedora de la concesión para la distribución eléctrica, Edelayés S.A.

1.4 Sistemas eléctricos de Magallanes

Finalmente, en la XII Región se encuentra el sistema eléctrico de Magallanes, compuesto por los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, que abastecen respectivamente, a las ciudades del mismo nombre. Estos sistemas aislados entre sí, poseen centrales generadoras alimentadas con gas natural que abastecen el 85 % de la demanda, mientras que el resto es abastecido con centrales alimentadas con diesel.

Durante el año 2005, la demanda máxima integrada del sistema Magallanes alcanzó un valor de 40,6 MW, mientras que la generación bruta de energía se ubicó en torno a los 211,4 GWh, destinada totalmente al abastecimiento de 47.800 clientes regulados.

Adicionalmente, este sistema se caracteriza porque existe una única empresa operadora, propietaria de las instalaciones de generación y transmisión, y poseedora de la concesión para la distribución eléctrica, Edelmag S.A”.

Fuente: “Regulación del segmento de distribución en Chile”, Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile 2006.

19.2.- ANEXO B:

Descripción y características generales del mercado de distribución eléctrica:

“Los sistemas de distribución eléctricos, al igual que los sistemas de transmisión, constituyen monopolios naturales. En tales circunstancias, es más eficiente que una única firma abastezca a toda la demanda, que tener varias firmas compitiendo en el mercado.

La clave para la caracterización de la distribución eléctrica como monopolio natural se encuentra en las economías de densidad presentes en el sector. En este sentido, una empresa que distribuya en un área más densa tendrá costos medios menores que aquella que lo haga en una menos densa. Por lo tanto, empresas de diferente tamaño que sirven en distintas áreas pero que son similarmente densas, poseen costos medios similares. Dado que existe una fuerte correlación entre densidad y tamaño de las distintas ciudades, se observa que el costo medio de distribución generalmente disminuye al aumentar el tamaño de la ciudad atendida.

La presencia de economías de densidad se traduce en que resulta más conveniente que un solo operador distribuya en una zona determinada. En efecto, la hipotética presencia de dos operadores superpuestos en cierta zona, que abastecieran la mitad de la carga eléctrica respectivamente, tendría como efecto que cada uno enfrentaría una densidad menor a la densidad de la situación original, con lo cual enfrentarían un costo medio superior al costo medio que soportaría un solo operador.

A continuación se presenta un análisis más detallado de la función de costos de la industria.

Caracterización económica de la función de costos de la industria

Los sistemas eléctricos de distribución están compuestos por un conjunto de líneas y subestaciones que permiten transportar la energía retirada en los puntos de conexión con las instalaciones de transmisión (subestaciones primarias), hasta los diferentes sectores o puntos de consumo al interior de una zona de concesión. Para este efecto, se reduce el voltaje a niveles de alta tensión de distribución (23 kV, 13,2 kV y 12 kV) para abastecer a clientes industriales y/o transmitir bloques de energía hacia el interior del sistema de distribución, lo que se denomina distribución primaria. Más al interior de dichos sistemas, se reducen los niveles de tensión en las denominadas subestaciones secundarias, para realizar la distribución de energía mediante redes de baja tensión (220 voltios monofásico y 380 voltios trifásico) para el suministro a clientes residenciales, comerciales e industriales pequeños. En sistemas de distribución de mayor tamaño y densidad de consumo, los sistemas de subtransmisión (líneas de tensión superior a los 23 kV -en 66 kV y 110 kV-) se internan en la zona de concesión para transportar grandes bloques de energía hacia distintos puntos de la red de distribución.

La inversión en infraestructura de distribución presenta algunos grados de indivisibilidad y economías de densidad, en relación con la capacidad de equipamiento eléctrico (conductores y transformadores), las estructuras de soporte y las servidumbres que deben establecerse para acceder a los distintos puntos del área servida. Por ello, el dimensionamiento óptimo lleva a realizar inversiones en equipamiento con ciertos niveles de holgura y una larga vida útil económica. Es decir, los costos de invertir en capacidades mayores que las mínimas técnicas para cada nivel de demanda, con las consiguientes holguras temporales de capacidad, son compensados por costos medios menores según la demanda va creciendo.

El efecto de las economías de densidad puede apreciarse del siguiente modo. El crecimiento de la demanda puede darse de dos formas: por aumento en el área de distribución o por incremento de las intensidades de consumo en una misma área de distribución.

Ahora bien, si aumenta el área de cobertura, debe aumentar la capacidad instalada para abastecerla. Si se asume que el área adicional que debe cubrirse posee una densidad promedio más baja que el área inicialmente cubierta, entonces el costo medio será mayor. Es decir, en caso que el incremento en la zona de distribución se debiera a la incorporación de áreas rurales con baja densidad geográfica, lo que significa una disminución en la densidad, se observarían costos medios mayores.

Alternativamente, en el caso de un aumento en la potencia consumida dentro de un área fija de distribución (que puede ocurrir, por ejemplo, debido a un aumento en el número de edificios

verticales construidos en el área), dadas las economías de densidad, se producirá una caída en los costos medios.

De esta manera, es razonable encontrar que empresas de distinto tamaño pero de igual densidad tengan costos medios similares, lo cual muestra la inexistencia de economías de escala significativas a igualdad de densidad de distribución. Este aspecto justifica el modelo tarifario de distribución aplicado en Chile.

Bajo la misma lógica de análisis, puede comprobarse que la distribución posee características de monopolio natural. Suponiendo que una empresa es dividida en dos, de forma de abastecer igual demanda, dada la existencia de indivisibilidades en la inversión y de economías de densidad, los costos medios finales serían mayores respecto a la situación original”

Fuente: “Regulación del segmento de distribución en Chile”, Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile 2006.

19.3.- ANEXO C:

Descripción de elementos clasificadores de clientes

C.1: Tipo de Medidor:

Tipo	Descripción
Monofásico	Medidor estándar, conectado siempre a baja tensión. Funciona en circuitos compuestos por sólo una fase, un neutro y una conexión a tierra. Trabaja en conexiones de 220 Volts de tensión.
Trifásico	Medidor más complejo, puede conectarse tanto a baja como media tensión. Su funcionamiento incluye 3 fases, un neutro y una conexión a tierra. Sirve para circuitos que demandan mayor cantidad de energía y voltaje. Trabaja en conexiones de 380 Volts de tensión.

C.2: Actividad Económica:

Agrícola	Servicios principalmente asociados a la actividad agraria. Ej: Medidor alojado en una bodega de cereales. Componen el 0,69% del total de clientes de Frontel
Alumbrado Público	Servicios, generalmente de alta tensión, asociados a la postificación y Alumbrados Públicos tanto urbano como rurales. Componen el 0,76% del total de clientes de Frontel
Comercial	Medidores instalados en actividades de tipo comercial Ej: Medidor instalado en un Supermercado. Componen el 3,83% del total de clientes de Frontel
Distribución	Medidores asociados a servicios de pequeñas líneas de transmisión privadas. Ej: una cooperativa eléctrica que distribuye energía para un pequeño poblado. Compone el 0,002% del total de clientes de Frontel
Industrial	Medidores asociados a servicios de la industria, generalmente del sector primario o manufactura. Ej: Aserraderos. Compone el 0,89% del total de clientes de Frontel
Municipal	Medidores especiales, asociados a los servicios municipales y abastecimiento de entidades de propiedad municipal. Comprenden el 1,21% del total de clientes de Frontel
Residencial	Medidores alojados en domicilios, asociados casi siempre a la tarifa BT1. Son el grupo mayoritario de Frontel, con el 83,77%
Transporte	Medidores instalados en empresas de dicho rubro. Ej. Medidor al interior del centro de carga de Tur Bus. Comprenden sólo el 0,02% del total de clientes.
Otros	Conjunto de actividades económicas no declaradas y pertenecientes a grupos independientes pequeños. Ej: Un cuartel de bomberos. Comprenden el 8,69% del total de clientes

C.3: Clasificación por tarifa:

C.3.1: Conceptos Básicos:

Clientes BT	Conectados a tensión inferior a 400 Volts
Clientes AT	Conectados a tensión superior a 400 Volts (También llamadas, “Líneas Vivas”)
Horario Punta	Se extiende entre 18 y 23 horas, entre los meses de Abril y Septiembre, con excepción de los domingos, sábados y festivos (SIC). Se extiende entre las 17 y 22 horas entre los meses de Mayo y Septiembre en EDELAYSÉN
Demanda Máxima	Demanda más alta en períodos sucesivos de 15 minutos
Demanda	Potencia requerida por un usuario en un instante determinado
Factor de Carga	Relación entre el consumo en un período de tiempo determinado y el consumo que habría resultado de una utilización permanente de la potencia máxima
Potencia Contratada	Potencia máxima que el cliente contrata al distribuidor en un período de 12 meses.

C.3.2: Clasificación por tipo de distribución:

BT1: Tarifa Simple	AT2: Tarifa con Potencia Contratada
BT2: Tarifa con contrato de Potencia	AT3: Tarifa con Demanda leída
BT3: Tarifa con demanda leída	AT4: Tarifa Horaria
BT4: Tarifa Horaria	AT4.1: Tarifa con Potencia contratada en Horario Punta y Factor de Potencia
BT4.1: Tarifa con Potencia contratada en Horario Punta y Factor de Potencia	AT4.2: Demanda leída en Hora Punta, Potencia contratada en Factor de Potencia
BT4.2: Demanda leída en Hora Punta, Potencia contratada en Factor de Potencia	AT4.3: Demanda Leída en Horario Punta y Factor de Potencia
BT4.3: Demanda Leída en Horario Punta y Factor de Potencia	

Todas las tarifas de alta tensión, y desde la tarifa BT2 hasta la BT4.3, facturan igual, difiriendo solo el precio unitario de la energía

C.3.3: Explicación detallada de Tarifa BT1:

Características:

- Sólo pueden optar a ella clientes de Baja Tensión y cuya potencia contratada sea inferior a 10 KW.
- Los cargos que comprende esta tarifa son:
 - **Cargo fijo mensual:** Independiente del consumo, se aplica incluso al ser nulo el consumo. Es el cargo asociado al sistema de enrolamiento y gestión del cliente.
 - **Cargo único por uso del sistema troncal:** Se determina en proporción a los consumos de energía conforme establezca la normativa reglamentaria correspondiente
 - **Cargo por energía base:** Multiplicación de consumo por precio unitario.
 - **Cargo por energía adicional de invierno:** Mismo cargo, pero en meses de invierno.

19.4.-ANEXO D

Breve resumen de cálculo de costo por tarificación

A grandes rasgos, la tarifa eléctrica comprende los siguientes elementos:

$$T_{final} = PN_{dx} + VAD + CU_{Tx}$$

Donde:

- ✓ PN = Precio de Nudo: Referente al costo en el que incurre la empresa para alimentar a sus clientes (cuanto le cuesta transportar la energía hasta el punto de distribución).
- ✓ VAD= Valor Agregado Distribución: Referente al margen que le está permitido a la empresa. Para el caso de las distribuidoras, este no puede superar en un 30% el precio Nudo, ni en un 14% el costo total por cliente. Dentro de este valor, se estiman también, las pérdidas. Logrando recuperar una pequeña fracción de su valor.

- ✓ CU = Cargo único por uso de sistema troncal: Referente al “peaje” que debe pagar el cliente por el uso del sistema interconectado. Enfocado principalmente a cuantificar la energía consumida durante las “horas punta” (de 18 a 06 hrs) y el “horario de invierno” (Mayo – Septiembre).

Del valor del VAD, es posible colegir la necesidad de disminuir las pérdidas, ya que al bajar la estimación, este costo disminuye y el valor final de la tarifa también.

19.5.-ANEXO E

Calculo del costo de una inspección:

Los costos que involucra una inspección son básicamente:

- **Valor de combustible**

- Camionetas doble cabina, tamaño estanque promedio: 60 Lts.
- Empresa tiene contrato con Copec para cargar combustible a precio rebajado (con factura, descuento del 19% del precio).
- Valor del Litro de petróleo en la zona: \$568,6
- Un estanque alcanza en promedio para 2 días de trabajo.
- En 2 días: promedio de 30 inspecciones
- Entonces, una inspección consume en promedio

$$\frac{1}{30} * 60 \text{ Lts} = 2 \text{ Lts}$$

- Valor estimado de combustible por inspección:

$$2 \text{ Lts} * 568,6 \frac{\$}{\text{Lts}} * 81\% = \$921$$

- **Valor de trabajo por brigada.**

- 2 Brigadistas
- Jornada diaria de 8 horas efectivas de trabajo
- Valor día de trabajo aprox: \$10.000
- Valor por hora de trabajo:

$$\frac{\$ 15.000}{8} \approx \$1.875$$

- Cantidad de horas por inspección:

$$\frac{8}{15} = 0,533$$

- Valor estimado de trabajo de brigada por inspección:

$$2 * 0,533 * \$1.875 \approx \$ 2.000$$

- **Valor promedio final por inspección:**

$$\$2.000 + \$921 = \$2.921$$

19.6.-ANEXO F

Extracto de Base de prueba:

	A	B	C	D	E	F
1	numero_servicio	Es hurtador?	Reincidente	Orden de Corte	Razón de Consumo	Consumo porcentual
2	2,32401E+11	1	1	0	0,00	0,00
3	2,32401E+11	1	1	0	0,00	0,00
4	2,32404E+11	1	1	1	0,00	0,00
5	2,32401E+11	1	1	0	0,15	14,94
6	2,32401E+11	1	1	1	0,22	21,80
7	2,32401E+11	1	1	1	0,27	26,61
8	2,32401E+11	1	1	1	0,45	45,12
9	2,32404E+11	1	1	1	0,51	51,37
10	2,32404E+11	1	1	1	0,59	59,10
11	2,32401E+11	1	1	0	0,60	60,42
12	2,32401E+11	1	1	0	0,68	68,46
13	2,32404E+11	1	1	1	0,00	0,00
14	2,32404E+11	1	1	1	0,00	0,00
15	2,32401E+11	1	1	0	0,00	0,00
16	2,32401E+11	1	1	1	0,00	0,00
17	2,32401E+11	1	1	1	0,00	0,00
18	2,32401E+11	1	1	0	0,00	0,00
19	2,32401E+11	1	1	1	0,00	0,00
20	4E+11	1	1	1	0,00	0,00
21	4E+11	1	1	0	0,00	0,00
22	2,32401E+11	1	1	0	0,71	70,65

19.7.-ANEXO G

Descripción Base de Consumo Frontel

Campo	Tipo	Significado	
numero_servicio	Número	ID	
rut	String	Rol de tarificación	
estado	String	Normal, Cortado, Etc.	
fecha_ultimo_corte	Número	Último corte, cero si no aplica	
ruta	Número	ID de ruta donde está el servicio	
secuencia	Número	especificación de ubicación	
nombre_servicio	String	Encargado del servicio	
actividad economica SII	String	Actividad primaria	
actividad economica ESP	String	Act. Especificada	
direccion	String	Dirección física del medidor	
complemento direccion	String	Especificación de dirección	
delegacion	String	Sub Zona	
localidad	String	Especificación de delegación	
tarifa	String	tipo de tarifa	
fecha_conexion	Número	cuando se conectó	
poste	Número	a que poste está hecho el empalme	
	201108	Número	Consumo Agosto 2011
	201109	Número	Consumo Septiembre 2011
	201110	Número	Consumo Octubre 2011
	201111	Número	Consumo Noviembre 2011
	201112	Número	Consumo Diciembre 2011

Campo	Tipo	Significado	
	201201	Número	Consumo Enero 2012
	201202	Número	Consumo Febrero 2012
	201203	Número	Consumo Marzo 2012
	201204	Número	Consumo Abril 2012
	201205	Número	Consumo Mayo 2012
	201206	Número	Consumo Junio 2012
	201207	Número	Consumo Julio 2012
	201208	Número	Consumo Agosto 2012
Ultimo Consumo	Número	Ultimo valor energético registrado	
Fecha Ultimo Consumo	Número	Fecha de este registro	
Ultima Lectura	Número	Ultimo valor energético constatado en el medidor	
Clave Facturacion	String	Aplica para clientes con más de un medidor	
NUMERO_SERIE_MEDIDOR	Número	ID medidor	
Propiedad_medidor	String	De quien es (Particular, Saesa)	
FECHA_RETIRO	Número	Cuándo se retiro, cero si no aplica	
FECHA_INSTALACION	Número	cuándo se instaló	
NRO_FASES	Número	1, 2 ó 3	
id_subestacion	Número	a que subestación está conectado	
Grupo	Número	grupo de facturación	
Tipo_documento	String	Boleta, Factura	
Constante_medidor	Número	Constante de calibración del equipo	
Tipo_Medidor	String	Monofásico, trifásico.	
Modelo_Medidor	String	Marca del medidor	

Fuente: Elaboración Propia