ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

SISTEMA BASICO DE ADQUISISCION Y MANEJO DE LA INFORMACION PARA LA OPERACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Tesis de Grado, previa a la obtención del título de Ingeniero en la especialización de Potencia de la Escuela Politécnica Nacional.

José Francisco Medina Romo

Quito, Marzo de 1992

Certifico que el presente trabajo de Tesis, ha sido elaborado por el Sr. José Francisco Medina Romo.

Ing. Gabriel Argüello Ríos
DIRECTOR DE TESIS

Quito, Marzo de 1992

D E D I C A T O R I A

Al recuerdo de mi Padre,

A mi Madre,

A mi Esposa,

A mis hijos,

A mis hermanos.

A G R A D E C I M I E N T O

A mis compañeros de trabajo, por su respaldo y apoyo permanentes. Al Ing. Gabriel Argüello R., por su acertada dirección en la ejecución de esta tesis.

Especial reconocimiento al Ing. Julio Gómez C., por su valioso asesoramiento.

RESUMEN

OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo del presente trabajo de tesis, es desarrollar un sistema computacional con el cual se realice la adquisición y manejo de la información, que se requiere para la operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (SEE).

Este sistema será de características fuera de línea, hasta que INECEL adquiera un verdadero Centro de Control, donde la adquisición de la información será de forma automática (SCADA) y su manejo y explotación (EMS) a través de programas de aplicación, que trabajan con información en tiempo real. Cabe destacar que la implementación de este Centro de Control está en marcha, debiendo entrar en operación en 1994.

Durante los próximos tres años, por lo tanto, se deberá realizar la operación con la ayuda de un sistema computacional fuera de línea, para tratar de cubrir parcialmente las necesidades o exigencias del SEE. Más aún si el Sistema Eléctrico Ecuatoriano ha tenido un crecimiento acelerado en los últimos años, hace que su estructura se haga más compleja y, por lo tanto, su manejo cada vez más difícil.

Con esta perspectiva, la realización de este trabajo está justificada como una necesidad de la operación del SEE. A corto plazo se tendrá el cierre del anillo de 230 KV y la entrada de las unidades de la fase C de la Central Paute, situación en la cual sin las ayudas mínimas adecuadas, la operación del Sistema Eléctrico no solamente que será difícil si no hasta inmanejable.

El alcance de este trabajo está definido en las siguientes opciones a desarrollarse:

- Adquisición validada de la información
- Presentación de la información en despliegues
- Generación de reportes característicos
- Enlace al programa de pre-despacho diario de generación de las unidades de INECEL
- Enlace a un flujo de potencia

El aporte principal de este trabajo, es la sistematización de las actividades que se cumplen en la organización actual de operación, incluyendo técnicas computacionales y matemáticas que mejorarán en términos cualitativos la operación del SEE.

SISTEMA BASICO DE ADQUISICION Y MANEJO DE LA INFORMACION PARA LA OPERACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

I N D I C E

Página

RESUMEN

CAPITULO UNO: INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES 1

1.2 ESTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA 2

1.2.1 Estado normal 2

1.2.2 Estado de Alerta 2

1.2.3 Estado Emergente 3

1.2.4 Estado Restaurativo 3

1.3 OBJETIVO DE LA OPERACION 4

1.3.1 Seguridad 4

1.3.2 Calidad 5

1.3.3 Economía 6

1.4 JERARQUIA DE CONTROL EN UN SISTEMA DE POTENCIA 7

1.4.1 Control Directo 7

1.4.2 Control Optimizante 8

1.4.3 Control Adaptativo 9

CAPITULO DOS: OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

2.1 SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO 11

2.1.1 Antecedentes 11

2.1.2 Evolución del Sistema Eléctrico Ecuatoriano 11

2.2 ESTADOS OPERATIVOS 15

2.3 SUPERVISION Y CONTROL DEL S.N.I. 17

2.3.1 Definición de responsabilidades 17

2.3.2 Responsabilidades y funciones 19

2.3.3 Acciones de control de acuerdo al estado operativo 20

2.4 RECURSOS DISPONIBLES 24

2.4.1 Medios para la adquisición de la información 24
2.4.2 Información a adquirirse 26
2.4.3 Asignación de ámbitos de supervisión 26
2.4.4 Priorización de la información 27
2.4.5 Frecuencias de Adquisición 28
2.4.6 Formularios establecidos 29

CAPITULO TRES: **FORMULACION Y DISEÑO DEL SISTEMA BASICO DE ADQUISISCION Y MANEJO DE LA INFORMACION DEL S.N.I.**

3.1 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES 31
3.1.1 Generalidades 31
3.1.2 Ambito de funcionamiento 32
3.1.3 Lenguaje o utilitario computacional a utilizarse 33
3.1.4 Características generales del sistema 34
3.2 DISEÑO DEL MODELO 40
3.2.1 Estructura operacional del Sistema Eléctrico 40
3.2.2 Estructura de la base de datos 43
3.2.3 Dimensionamiento de la base de datos 44
3.2.4 Vigencia de la base o tablas de datos 45

CAPITULO CUATRO: **DEFINICION Y DESARROLLO DE LOS PROGRAMAS PARA EL SUBSISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS**

4.1 DIAGRAMA DE FLUJOS 46
4.1.1 Introducción 46
4.1.2 Organización del Sistema Administrador 46
4.2 PROGRAMAS 55
4.2.1 Subsistema formador 56
4.2.2 Subsistema de adquisición y manejo de la información 58
4.2.3 Subsistema de reportes impresos 59

CAPITULO CINCO: **FUNCIONES DE APLICACION**

5.1 PRE-DESPACHO DE GENERACION 60
5.1.1 Formulación 60
5.1.2 Programas 62

5.2 FLUJO DE CARGA 63
5.2.1 Formulación 63
5.2.2 Programas 66

CAPITULO SEIS: PRUEBAS DEL SISTEMA
6.1 ADQUISICION DE DATOS 68
6.1.1 Adquisición 68
6.1.2 Corrección 71
6.1.3 Maniobras 72
6.1.4 Consulta 73
6.2 Despliegues 74
6.3 Funciones de aplicación 76
6.3.1 Pre-despacho de generación 76
6.3.2 Flujo de potencia 79

CAPITULO SIETE: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
7.1 CONCLUSIONES 83
7.2 RECOMENDACIONES 84

BIBLIOGRAFIA 86
APENDICE A: DETALLE DE LA MODELACION DEL SISTEMA
APENDICE B: DETALLE DE LA PROGRAMACIαN Y LISTADOS
APENDICE C: MANUALES DE USO Y DOCUMENTACION
C.1 MANUAL DE USUARIO
C.2 MANUAL DEL PROGRAMADOR

CAPITULO UNO

INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES (1)

El objetivo básico en la operación de un sistema eléctrico de potencia, es satisfacer el servicio al consumidor de forma eficiente y en todo instante. Para el efecto, se debe tomar una serie de acciones de control sobre dicho sistema y así cumplir con el requerimiento anterior dentro de las mejores condiciones de seguridad, calidad y economía.

El control operativo de un sistema eléctrico requiere entonces de una organización que, dependiendo del estado operativo del sistema y del tiempo en el cual se realizan las acciones referidas, permita efectuar una operación lo más eficiente posible. Desde el punto de vista del tiempo, como en otras actividades, este proceso también se sustenta en tres subprocesos bien definidos: planificación, ejecución y evaluación.

La planificación, programa las estrategias futuras, de tal manera que la explotación de los recursos energéticos sea bien optimizada.

La ejecución, denominada también operación en tiempo real, es la operación instante a instante del sistema eléctrico y es aquí donde se necesitan ayudas para la toma de decisiones en plazos muy cortos de tiempo.

La evaluación, realiza el análisis post-operacional identificando las desviaciones surgidas durante la ejecución en tiempo real, para en lo posterior realizar su corrección o ajuste.

1.2 ESTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA(1),(2),(3)

El sistema de potencia es operado bajo dos grupos de restricciones, expresadas a su vez por dos conjuntos de ecuaciones algebraicas. El un conjunto denominado de restricciones de igualdad, representa el balance de la potencia de generación con la carga; y el otro conjunto, denominado de restricciones de desigualdad, constituye los límites operativos de los diferentes componentes del sistema eléctrico.

Dependiendo del cumplimiento de las restricciones operativas representadas en las ecuaciones referidas, se identifica cuatro estados operativos en el sistema de potencia: normal, alerta, emergente y restaurativo.

1.2.1 Estado Normal

En este estado el sistema satisface todas las restricciones de carga y operativas, lo cual indica que existe un balance entre generación y carga y ningún elemento de transmisión del sistema está sobrecargado.

En este estado, en base a una reserva de generación y transmisión, se mantiene un nivel de seguridad adecuado, para afrontar posibles contingencias a las que puede estar sometido el sistema.

Para los cambios de carga relativamente pequeños, minuto a minuto, se puede considerar que el sistema está pasando de un estado normal a otro a través de un proceso "quasi-estacionario".

1.2.2 Estado de Alerta

El sistema adquiere este estado cuando los márgenes de reserva son reducidos, aunque las restricciones siguen

siendo satisfechas. La presencia de una contingencia provocaría más fácilmente la violación de los límites operativos. Tomando acciones de control se puede regresar al estado normal, caso contrario puede desembocar en un estado emergente.

1.2.3 Estado Emergente

Este estado operativo se presenta cuando las restricciones operativas no son satisfechas, por lo que uno o más componentes del sistema están sobrecargados y la seguridad del sistema está en peligro.

Las situaciones que se consideran en este estado, son aquellas que no producen la pérdida de estabilidad del sistema, como un todo, sino que en base a acciones de control se puede recuperar las restricciones violadas o superadas y regresar al estado normal o por lo menos al estado de alerta.

No siempre se consigue lo anterior, debido a limitaciones en la capacidad de generación frente a las necesidades de la demanda. En ciertas ocasiones, debido a esto, en lugar de recuperar al sistema hacia una normalización, se puede pasar de este estado emergente a otro de emergencia extrema, en el cual se desconectan elementos y la demanda total no es satisfecha. En este estado, con la acción de relés de protección el objetivo es mantener en funcionamiento la mayor parte del sistema de potencia.

1.2.3 Estado Restaurativo

Luego de una condición dinámica (inestabilidad) dentro del estado emergente, el sistema adquiere un nuevo estado estable, donde si bien las restricciones de desigualdad pueden ser satisfechas, las de igualdad no lo están, ya que debe haber corte o desconexión de carga. La minimi-

zación del tiempo de restablecimiento es el objetivo principal en este estado.

1.3 OBJETIVO DE LA OPERACION(1),(2)

El sistema de potencia para una condición de demanda o carga, tiene una zona de posibles estados normales de operación, dependiendo de los valores asignados a las variables de control (potencias, voltajes, taps, etc.). Cada uno de los puntos componentes de esta zona tiene un nivel de seguridad, calidad y economía. La clave consiste, entonces, en encontrar aquel punto óptimo a fin de minimizar las desviaciones desde el estado normal hacia los otros estados.

No es posible maximizar la seguridad y la calidad y al mismo tiempo minimizar la economía, debido a que generalmente son contrapuestos. Así por ejemplo, un alto nivel de seguridad implicará necesariamente mayores costos operativos.

Eliminar las excursiones hacia los estados emergente y restaurativo es imposible, ya que eso implicaría que desde las etapas de planificación y diseño de un sistema eléctrico, se requeriría un nivel de seguridad muy alto, con sus correspondientes repercusiones económicas.

1.3.1 Seguridad

Es la habilidad de un sistema de potencia, en estado normal, para soportar una contingencia o falla sin pasar a un estado de emergencia o restaurativo. Si así sucede, se lo considera un sistema seguro.

Con el control de seguridad se realiza tanto el análisis de las contingencias como el establecimiento de las estrategias adecuadas para la toma de las acciones co-

rrectivas. Dicho de otra manera, se puede resumir en dos puntos:

a) Estando el sistema en operación normal, "qué pasa si ocurre una contingencia".
b) Si el resultado es que el sistema sigue normal, el sistema es seguro, caso contrario se debe tomar la acción correspondiente para que sea seguro, ante la eventual contingencia.

Para esto se considera un conjunto de disturbios o contingencias probables, conjunto que se convierte en un patrón de seguridad para determinada condición operativa. Generalmente se incluye tres tipos de disturbios:

- Salida de un circuito
- Salida de un generador
- Cortocircuito fase-fase o trifásico

Si la contingencia no puede ser superada con acciones de control sobre el sistema eléctrico, se deberá minimizar el efecto mediante la acción de elementos de protección.

La operación del sistema de potencia será segura, si soporta una a una todas las contingencias del conjunto patrón de seguridad, sin incurrir en estados de emergencia. Caso contrario, la operación será insegura si al menos una contingencia del conjunto, produce una situación de emergencia.

1.3.2 Calidad

Está determinada por la capacidad de mantener niveles de voltaje y frecuencia, dentro de rangos adecuados para el usuario, previamente establecidos.

La frecuencia exige una continua corrección, al tener directa relación con las variaciones ejercidas por la demanda de potencia activa. Una adecuada distribución de la regulación a través de los reguladores de velocidad de los generadores, será de gran ayuda para minimizar las desviaciones. La estabilidad de la frecuencia es signo de garantía en la seguridad del sistema.

El control de voltaje depende de acciones más cercanas al consumidor, para que su efecto sea más eficaz. Para mantener el voltaje en rangos adecuados, se requiere de una administración eficiente de la potencia reactiva. Esta acción, aunque también se puede realizar en las unidades generadoras, se lo hace primordialmente más cerca de la carga, a base de compensación de carga, de taps en transformadores (en vacío o bajo carga), de capacitores, de reactores e incluso con la conexión o desconexión de líneas de transmisión.

1.3.3 Economía

Consiste básicamente de dos tópicos fundamentales. Primero, en la asignación o selección de las unidades generadoras más apropiadas (largo y mediano plazo) y segundo, en la distribución de la demanda total entre los diferentes generadores seleccionados (corto plazo); de tal manera que, respetando las restricciones de seguridad y calidad impuestas con anterioridad al sistema, el costo operativo resulte ser el mínimo.

El control de economía requiere de una planificación mucho más anterior que el instante mismo de la operación, para así conseguir una explotación integral eficiente de los recursos de generación. Si dentro de esta planificación, el conjunto de restricciones de seguridad y/o calidad aumenta, la operación económica sufre penalización, debido a que en ciertos casos será necesario mover la

distribución de la generación de su punto económico, para prevenir contingencias probables.

1.4 JERARQUIA DE CONTROL EN UN SISTEMA DE POTENCIA(2)

Dependiendo del estado del sistema, se requiere de una acción de control de tal manera de conducir al sistema siempre hacia su estado normal y hacerlo en el menor tiempo posible.

De acuerdo a esta premisa, se debe disponer tanto el equipamiento como las acciones humanas dentro de una estructura dependiente del tiempo de respuesta. Esta estructura tiene los siguientes niveles de control:

- Control Directo
- Control Optimizante
- Control Adaptativo

1.4.1 Control Directo

Es el primer nivel y es el que ejecuta las decisiones a alta velocidad, usando un proceso de decisión lógica; además, lleva a cabo la acción de control directamente hacia el equipo. Este control predominantemente es descentralizado.

Recalcando, sus características son alta velocidad de ejecución y uso de una programación lógica y sencilla, basadas en información local de uno o más puntos que se obtienen de una parte del sistema. El rango en el tiempo está entre las centésimas de segundo hasta unos pocos segundos.

Dada la necesidad de ejercer acciones de control sobre el sistema eléctrico en todos los estados operativos, las

acciones típicas del control directo se encuentran en la tabla 1.1.

NORMAL	EMERGENTE	RESTAURATIVO
- Regulación primaria de los reguladores de velocidad - Regulación de voltaje en generadores - Cambio automático de taps en transformadores - Control automático de frecuencia	- Eliminación de fallas - Protección de carga escencial - Cambio de generadores - Desconexión automática de carga - Disparo de generadores fuera de sincronismo - Separación de áreas NOTA: Estas acciones se las realiza con relés de protección de acción rápida.	- Restauración automática de alimentadores - Transferencia automática de carga los otros niveles NOTA: Acciones tomadas más en redes de subtransmisión y distribución.

Tabla 1.1: Funciones del control directo

1.4.2 Control Optimizante

En este nivel de control se tienen dos características básicas:

- Se debe alcanzar soluciones óptimas
- Y, para conseguir lo anterior se necesita modelos matemáticos.

La toma de decisiones, en este nivel, tiene un rango en el tiempo entre 1 a 10 minutos. Además, necesita de un modelo matemático del sistema eléctrico y de un algoritmo para obtener la solución óptima. En base a las decisiones o resultados de este nivel de control, se efectúa la operación económica del sistema.

Las decisiones en este control son por tanto centralizadas, al necesitar de gran cantidad de información adquirida del propio sistema y realizar su procesamiento. Los resultados darán las estrategias de operación óptima, principalmente en la generación del sistema. La tabla

1.2 lista ciertas acciones de control para cada uno de los tres estados de operación:

NORMAL	EMERGENTE	RESTAURATIVO
- Selección de unidades - Despacho económico de generación - Determinación de intercambio económico - Control óptimo de voltaje	- Control de demanda	- Procedimientos de restauración dinámica

Tabla 1.2: Funciones del control optimizante

1.4.3 Control Adaptativo

El tercer nivel, determina y ajusta los puntos de referencia de parámetros, de calibraciones y la lógica utilizados en los niveles anteriores.

Mientras que en los otros dos niveles, las acciones son automáticos, en este nivel se recurre a procesos iteractivos, en los cuales el Operador del Sistema (Operador del Centro de Control) es parte fundamental en el análisis y toma de decisiones correspondientes.

El uso continuo de procesos interactivos, la gran cantidad de mediciones requeridas, el procesamiento de la información, la formulación de modelos de simulación, hará que los tiempos de respuesta sean del orden de decenas de minutos a horas.

Es importante notar que, en este nivel se realiza la coordinación de acciones en forma integrada, para que proporcione el balance esperado en la seguridad, calidad y economía del servicio eléctrico. La tabla 1.3 indica las funciones de este control, de igual manera en los diferentes estados operativos:

NORMAL	EMERGENTE	RESTAURATIVO
- Análisis de seguridad - Flujos de carga - Pronóstico de demanda - Control de voltaje - Error de control integrado - Valores de restricciones - Evaluación de confiabilidad del sistema - Análisis de estabilidad - Localizador de fallas - Operaciones de desconexión - Simulación de la lógica de los otros niveles	- Determinación de límites de variables - Simulación de la lóguca de los otros niveles	- Determinación de límites de variables - Valores de restricciones - Simulación de la lógica de los otros niveles

Tabla 1.3: Funciones del control adaptativo

CAPITULO DOS

OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

2.1 EL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

2.1.1 Antecedentes

El servicio eléctrico ecuatoriano ha evolucionado en los últimos 15 años, de tal manera de pasar desde las pequeñas empresas municipales, que operaban de forma aislada, hasta el momento actual en que por su potencia servida y por la magnitud de sus instalaciones tiene un nivel similar a varios países dentro de Latinoamérica.

INECEL, creado hace 30 años como ente regulador de este servicio, puso como uno de sus objetivos iniciales la integración del servicio eléctrico, con criterio nacional. Para alcanzar esta meta primeramente se dirigieron los esfuerzos a reorganizar y reforzar a las empresas existentes, donde la gran mayoría eran de tipo municipal.

Estas nuevas empresas, dentro de una estructura adecuada y teniendo a INECEL como accionista mayoritario, canalizarían los recursos del estado hacia una readecuación de las instalaciones o ejecución de nuevas instalaciones. El objetivo de la fortificación de estas empresas iba más allá, con la conformación de empresas regionales, pero por diversas razones, principalmente políticas, no se ha podido lograrlo hasta el momento.

2.1.2 Evolución del sistema eléctrico ecuatoriano(4)

En el año de 1976 entra a operar la Turbina a Gas Nº4, con 30 Mw de capacidad, como la primera unidad de generación de propiedad de INECEL, para el servicio de la ciu-

dad de Guayaquil, quedando su operación y manejo bajo la responsabilidad de EMELEC.

En 1977, entra en servicio la Central Térmica Guangopolo, con seis grupos a bunker, con una capacidad total de 31.2 Mw. Esta central sirvió inicialmente para la ciudad de Quito en coordinación con la Empresa Eléctrica Quito. Desde este año INECEL, a través de la Dirección de Operación, empieza a administrar y operar sus instalaciones en coordinación con las empresas eléctricas interconectadas, hasta ese momento.

Para fines de 1977, ingresa en operación la Central Pisayambo (Pucará), con dos unidades y con una capacidad total de 70 Mw, como la primera central hidroélectrica, integrando a las empresas eléctricas de Ambato y Latacunga, conjuntamente con la E. E. Quito. De esta manera ya se tiene una interconexión a través de líneas de transmisión (L/T) de 138 KV, con una longitud total de alrededor de 150 KM.

En 1980, se tiene la entrada de dos unidades a vapor de 73 Mw cada una y la conformación de la Central Gonzalo Zevallos, en la ciudad de Guayaquil, donde se incluye a la Turbina a Gas Nº 4, dando así el primer paso hacia la conformación de un Sistema Nacional Interconectado, al enlazar los dos centros de consumo más grandes del pais, Quito y Guayaquil, con una línea de transmisión a 138 KV, doble circuito.

Esta reseña, da una visión del inicio y permite comprender mejor el proceso de evolución que han tenido las instalaciones de INECEL.

La continuación de este proceso hasta el momento actual, se detalla cronológicamente en los siguientes cuadros:

C E N T R A L E S	MW/UNID	Nº UNID	AÑO OPR	OBSERVACIONES
1. Gas G. Zevallos	30	1	1976	- Térmica a diesel
2. Guangopolo	5.2	6	1977	- Térmica a bunker
3. Pucará	35	2	1977	- Hidráulica
4. Vapor G. Zevallos	73	2	1980	- Térmica a bunker
5. Santa Rosa	17	3	1981	- Térmica a diesel
6. Esmeraldas	132	1	1982	- Térmica a bunker
7. Paute	100	5	1983	- Hidráulica
8. Agoyán	78	2	1987	- Hidráulica

Cuadro 2.1: Centrales de generación

Total de potencia de generación: 1135 Mw
Total potencia efectiva : 1067 Mw
Hidráulica: 726 Mw 68.1%
Térmica : 341 Mw 31.9%

Nº	E M P R E S A	AÑO INTER.
01	Empresa Eléctrica Quito	1977
02	Empresa Eléctrica Ambato	1977
03	ELEPCOSA (Cotopaxi)	1977
04	EMELEC	1977
05	Empresa Eléctrica Riobamba	1979
06	EMELNORTE(Imbabura-Carchi)	1980
07	EMELESA (Esmeraldas)	1981
08	EMELMANABI	1982
09	EMELGUR	1982
10	E. E. Santo Domingo	1983
11	Empresa Eléctrica Milagro	1983
12	E. E. R. CENTRO SUR(Azuay)	1983
13	EMELRIOS	1984
14	EMELORO	1986
15	E. E. Santa Elena	1987
16	E. E. R. SUR (Loja)	1987
17	Empresa Eléctrica Azogues	1988
18	EMELBO (Bolívar)	1988

Cuadro 2.2: Empresas eléctricas interconectadas

VOLTAJE (KV)	LONGITUD (KM)	PORCENTAJE
138	1162.2	65.3
230	663.5	34.7

Cuadro 2.3: Líneas de transmisión

NOTA: Con el cierre del anillo, en 1992, entrarán en operación 205 Km adicionales, de líneas de transmisión de 230 KV.

Nº	N O M B R E S U B E S T A C I O N	CAPACIDAD (MVA) (1)	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	NUMERO DE TRANSFORMAD. (2)
1	PUCARA	80	13.8/141.5	2T-3ϕ
2	AMBATO	43	138/69/13.8	1A-3ϕ
3	VICENTINA	86	138/46/13.8	2T-3ϕ
4	GUANGOPOLO	40	6.6/138	2T-3ϕ
5	IBARRA	40	138/34.5/13.8	1T-3ϕ
6	IBARRA	33.33	138/69/13.8	1A-3ϕ
7	G. ZEVALLOS VAPOR	172	13.2/69	2T-3ϕ
8	G. ZEVALLOS GAS	34	13.8/69	1T-3ϕ
9	SALITRAL	150	138/69/13.8	3A-1ϕ *
10	SANTA ROSA	75	138/46/13.8	1T-3ϕ
11	SANTA ROSA	375	230/138/13.8	3A-1ϕ *
12	SANTA ROSA GAS	84	13.8/138	3T-3ϕ
13	QUEVEDO	33.33	138/69/13.8	1T-3ϕ
14	QUEVEDO	166.50	230/138/13.8	3A-1ϕ *
15	ESMERALDAS	75	138/70/13.8	1A-3ϕ
16	CENTRAL ESMERALDAS	160	13.8/147.5	1T-3ϕ
17	PORTOVIEJO	75	138/70/13.8	1A-3ϕ
18	PORTOVIEJO	33.33	138/69/13.8	1A-3ϕ
19	SANTO DOMINGO	100	138/69/13.8	3A-1ϕ
20	SANTO DOMINGO	166.50	230/138/13.8	3A-1ϕ
21	PASCUALES	375	230/138/13.8	3A-1ϕ *
22	PASCUALES	150	138/69/13.8	3A-1ϕ *
23	MILAGRO	166.50	230/69/13.8	3A-1ϕ *
24	MILAGRO	100	69/138/13.8	3A-1ϕ
25	MOLINO	638.5	13.8/138	5T-3ϕ
26	MOLINO	750	138/230/13.8	6A-1ϕ *
27	MOLINO	700	13.8/230	5T-3ϕ
28	CUENCA	100	138/69/13.8	3A-1ϕ *
29	TOTORAS	100	230/138/13.8	3A-1ϕ *
30	TOTORAS	100	138/69/13.8	3A-1ϕ
31	MACHALA	100	138/69/13.8	3A-1ϕ
32	SANTA ELENA	66.7	138/69/13.8	1A-3ϕ
33	POSORJA	33.3	138/69/13.8	1A-3ϕ
34	LOJA	66.7	138/69/13.8	1A-3ϕ
35	RIOBAMBA	100	230/69/13.8	3T-1ϕ
36	AGOYAN	170	13.8/145	2T-3ϕ
37	POLICENTRO	150	138/69/13.8	3A-1ϕ
38	BABAHOYO	30	138/69-46/2.2	1A-3ϕ
	TOTAL		5918.69	
	RESERVA		652.66	

Cuadro 2.4 Capacidad de transformación del SNI

NOTAS: (1) Capacidad nominal máxima sin sobrecarga, 55°C sobre la temperatura ambiente.
(2) 2T-3ϕ= 2 transformadores trifásicos
1A-3ϕ= 1 autotransformador trifásico
3A-1ϕ= 3 autotransformadores monofásicos
(3) Existe un autotransformador monofásico adicional de reserva

Con la información presentada en estos cuadros, podemos visualizar el ritmo de crecimiento acelerado que ha tenido el sistema eléctrico ecuatoriano, circunstancia en la cual se ve la necesidad de también fortificar los medios de Supervisión y Control, para garantizar un servicio continuo y eficiente.

2.2 ESTADOS OPERATIVOS(4)

Para el sistema eléctrico ecuatoriano, la responsabilidad de su operación y de permanecer en un estado normal, recae directamente en INECEL. Pero, dada la configuración de la red de transmisión de características netamente radiales y de la ubicación de los centros de generación, definitivamente no se puede garantizar que nuestro sistema sea seguro y mas aún su permanencia en un estado normal, en caso de ocurrir una de las contingencias del grupo patrón.

Dado que en la práctica se trabaja con ciertos márgenes de reserva disminuidos, se puede establecer que se opera en un estado de alerta. Debido a esta realidad, se ha creado otra filosofía de operación: si sabemos que el sistema fácilmente puede pasar a un estado de operación emergente y de éste a uno restaurativo, es mejor fortificar las acciones y procedimientos correctivos para regresar el sistema a estado normal, lo más pronto posible.

O sea, la idea es optimizar y mejorar permanentemente los mecanismos de restablecimiento tanto en su forma como en el tiempo. De acuerdo a este planteamiento, como sabemos que en la mayoría de los casos de contingencias, se pasará a un estado emergente e incluso que éste puede

ser incontrolable, se ha procedido a implementar esquemas de seccionamiento de carga, por medio de relés de protección, para que en primera instancia preserve al sistema como tal y si no es suficiente, realice el aislamiento de áreas prestablecidas con el fin de conducir a un estado restaurativo dirigido, y así poder realizar el restablecimiento lo más rápidamente posible.

Resaltemos ciertas consideraciones del porqué el sistema eléctrico ecuatoriano, no es tan seguro como debería ser:

- Concentración de la mayoría de la generación en un solo lugar: la C. Paute en el primer trimestre de 1992 tendrá una potencia instalada de 1050 Mw, lo cual representa alrededor de un 50% de la potencia instalada.
- Centrales hidroeléctricas del mismo régimen hidrológico.
- Topología de la red de transmisión de características netamente radiales.
- Falta de redundancia en la red de transmisión, principalmente en la red troncal de 230 Kv, que es la que transporta en grandes bloques la energía producida por las centrales.
- Falta de elementos que ayuden a un control adecuado del voltaje.
- Para 1992 se estima el cierre del anillo de 230 Kv, con lo cual se tendrá una mayor confiabilidad en la operación en estado "normal", pero también habrá mayores problemas en situaciones de emergencia o restaurativas, al no tener los medios adecuados, ni para la adquisición automática de la información ni para la toma de decisiones respectivas.

2.3 SUPERVISION Y CONTROL DEL SNI

2.3.1 Definición de responsabilidades(5),(6)

La Dirección de Operación del Sistema Nacional Interconectado (DOSNI), es la entidad responsable de la operación de la generación y de la red de transmisión de INECEL, hasta los puntos de interconexión con las empresas eléctricas interconectadas.

Para la ejecución de la supervisión y control del SNI, existe una estructura jerárquica de dos niveles: El Centro de Operación del Sistema o Despacho de Carga; los operadores de las centrales, subestaciones del SNI y de los centros de despacho de las empresas eléctricas. Un tercer nivel de control puede considerarse a los mecanismos automáticos de regulación y protección. Esta estructura se la puede visualizar en la Figura 2.1.

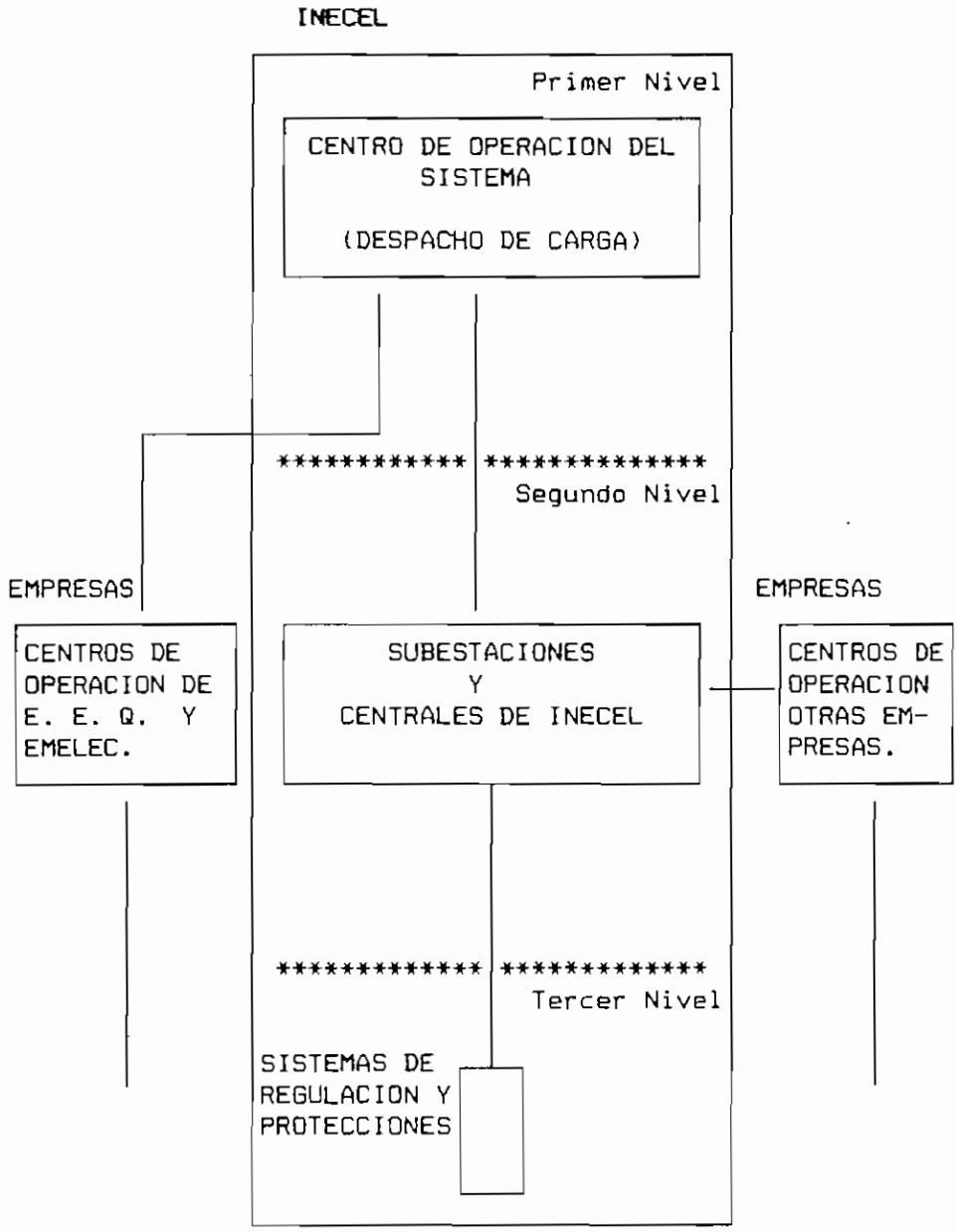


Figura 2.1: Niveles de supervisión y control del SNI

2.3.2 Responsabilidades y funciones

a. El Centro de Operación del Sistema o Despacho de Carga, es el organismo de ejecutar todas las decisiones de control necesarias, para que el SNI opere en forma normal. Será como único responsable de:

   - Supervisar y controlar permanentemente la operación del Sistema Nacional Interconectado.
   - Toda decisión que cambie la configuración topológica del Sistema, o que cambie los valores de potencias de generación y voltajes en las barras.
   - Toda las decisiones requeridas para el restablecimiento de partes o de todo el sistema, que por efecto de contingencias hayan salido de servicio, y
   - La coordinación de todas las acciones necesarias para desenergizar (liberar) un equipo, con el objeto de efectuar labores de mantenimiento.

b. En Centrales y Subestaciones se tienen las siguientes responsabilidades operativas:

   - Seguir los procedimientos preestablecidos para ejecutar las decisiones de control que reciben del Centro de Operación del Sistema, de acuerdo a lo definido en el literal a.
   - Supervisar y controlar el funcionamiento normal de todos los equipos componentes de la Subestación o Central.

c. Los sistemas de regulación y protecciones son automáticos, descentralizados y rápidos. Cumplen lo siguiente:

   - Modifican las condiciones de operación de generadores (regulación primaria y de voltaje) y transformadores (intercambiador de taps), como respuesta a

las variaciones normales de carga o anormales por efecto de contingencias.

- Aíslan equipos o partes del sistema, afectados por perturbaciones, con el propósito de evitar poner en peligro al resto del sistema.

2.3.3 Acciones de control de acuerdo al estado operativo

Dentro del marco de operación **normal**, el control y distribución de la generación de las centrales de INECEL es responsabilidad del Operador del Sistema, denominado actualmente Despachador, el cual de acuerdo a la curva de carga diaria y a los lineamientos previamente establecidos en la programación a mediano plazo (mensual), ordena la variación de la generación tratando también de alcanzar de la mejor manera el mínimo costo económico, de acuerdo a las condiciones hidrológicas del momento y a los costos variables de las centrales térmicas.

Esta variación, por el momento, no está respaldada por ningún proceso automático, en base a algoritmos de optimización, si no solamente a los lineamientos generales de la planificación a mediano plazo, para las centrales hidráulicas y por los factores de rendimiento, en las centrales térmicas.

En cuanto al control de voltaje se lo hace básicamente a nivel de la red troncal de 230 KV con dispositivos tales como reactores y capacitores, además de las centrales de generación. Existe un déficit de elementos para el control adecuado del voltaje, lo que hace que este control no sea tan óptimo. Se puede plantear dos alternativas para superar este inconveniente:

- Corregir el factor potencia de la carga a nivel de las empresas interconectadas, con el fin de que no se requiera la potencia reactiva desde el sistema de

transmisión y por lo tanto desde la centrales de generación. Esta alternativa a pesar de ser la más óptima, al estar la solución en manos de las empresas resulta muy difícil de concretar.

- Compensar a nivel de las instalaciones de INECEL, con equipos o elementos apropiados de control de voltaje, para que los niveles de tensión a nivel de entrega a las empresas sean adecuados, en todo momento de la curva de carga diaria.

Si establecemos que la segunda alternativa es más factible, se deberá implementar equipos tanto para entrega como para absorción de reactivos, de acuerdo a la demanda que se presente.

Por ejemplo, en demanda mínima, debido a la poca exigencia de potencia reactiva a nivel de la carga, los voltajes se presentan altos por el efecto capacitivo de las líneas de transmisión, por lo que se debe tener elementos que consuman reactivos (reactores), a más de las unidades de generación, y así poder mantener el voltaje en valores contractuales.

En cambio, para las demandas media y máxima, la necesidad de potencia reactiva a nivel de la carga es mayor a la que pueden dar tanto las centrales de generación, las líneas de transmisión y otros elementos que generan potencia reactiva, por lo que los voltajes pueden ser inferiores a los nominales. Para este caso, se necesita compensar con elementos que entreguen potencia reactiva, como son los capacitores.

Si se tuviesen los elementos suficientes para el uno y el otro caso, se podría controlar mejor el perfil de voltaje de 230 KV en las subestaciones troncales y por consecuencia en las subestaciones radiales.

Para el **estado emergente**, las acciones y procedimientos básicos a seguirse son el control de los límites operativos de los elementos del sistema, principalmente de los que hayan estado involucrados con la contingencia ocurrida. Con este control lo que se trata, en primer lugar, es evitar que el sistema pase a un estado restaurativo y , en segundo lugar, establecer la estrategia más adecuada para retornar al sistema al estado normal.

El primer paso de baja frecuencia se encuentra en 59.2 Hz, lo que permite al sistema, en la actualidad, soportar ciertas contingencias sin tener la necesidad de la desconexión automática de carga (estado restaurativo), este comportamiento es principalmente con contingencias de pérdida de generación.

Cuando la contingencia involucra a líneas de transmisión, el peligro o riesgo de pasar a un estado restaurativo es mayor dada la característica radial de nuestro sistema, lo que implica por lo general la separación de áreas, una de las cuales quedará con déficit fuerte de generación lo que hace inevitable el paso a un estado restaurativo.

Para que el sistema llegue a un estado restaurativo, luego de una contingencia, existen previamente los pasos de seccionamiento de carga automática, los cuales están establecidos de acuerdo a la figura 1.2. Conjuntamente con la figura referida, es necesario aclarar los siguientes puntos:

1. Los porcentajes de carga desconectada corresponden a la carga remanente, luego de cada paso de desconexión.
2. El tiempo de actuación es de 12 ciclos para los siete primeros pasos y de 20 ciclos para el octavo paso. Este tiempo de actuación comprende el tiempo de los relés más el tiempo de apertura del disyuntor.

La filosofía de los pasos de baja frecuencia es que en los cuatro primeros pasos se trate de salvar al sistema como un todo, desconectando la carga suficiente a nivel de empresa de acuerdo al déficit de generación presentado; en segunda instancia, si la carga desconectada hasta este momento no es suficiente el criterio aplicado es la de seguridad de áreas, o sea se desconectan líneas de transmisión o autotransformadores en la red troncal, de tal manera de separar áreas que no tienen generación a otras que el aporte de su generación todavía es significativo para que el restablecimiento del sistema sea más rápido.

Nº PASO	FRECU (HZ)	CARGA DESCONECTADA (%)	O B S E R V A C I O N E S
1 2 3 4	59.2 59.0 58.8 58.6	7 10 10 20	Empresas con los cuatro pasos: EMELEC, EEQSA, EMELGUR, EMELORO EMELMANABI, EER CENTRO SUR, EE AMBATO, EE RIOBAMBA
5	58.4	 15 100 38	Apertura de los dos circuitos de 230 KV a Milagro en S/E Pascuales. EEQSA EMELNORTE: Por apertura de L/T Ibarra en S/E Vicentina. EMELEC
6	58.2	36 100	EMELEC EMELMANABI Y EMELGUR(Quevedo): Por apertura de autotransformador ATT 230/138 KV, S/E Quevedo en el lado de 138 KV.
7	58.0	20 33	EEQSA EMELEC
8	57.8		Apertura de los dos circuitos de 230 KV a Quevedo en S/E Santo Domingo. Apertura de autotransformador ATQ 138/69 KV, S/E Salitral en el lado de 69 KV.

Cuadro 2.5: Esquema de seccionamiento de carga por baja frecuencia en el sistema nacional interconectado.

Por último, en el **estado restaurativo**, habrán alternativas de restablecimiento del sistema cuantas contingencias se presenten, pero de alguna manera se ha logrado estandarizar ciertas estrategias para volver al sistema al estado normal, cada vez en el menor tiempo posible.

Un caso típico es la salida de la C. Paute por cualquier contingencia que lo force a ello. El sistema generalmente termina seccionado en dos áreas separadas, como son: Quito y la zona Centro Norte por un lado y Guayaquil por otro.

En este caso, desde Guayaquil se energiza un circuito de 230 KV hasta la C. Paute y así poder restablecer de manera parcial el servicio de la zona sur. Cuando los niveles de voltaje se encuentran adecuados se energiza un circuito de 230 KV desde la S/E Pascuales hacia la S/E Quevedo y luego otro circuito hacia la S/E Santo Domingo, hasta donde y de manera simultánea se ha restablecido desde el área norte que quedó con servicio, sincronizando las dos áreas en este punto.

De acuerdo a los niveles de voltajes se restablece el servicio a los sistemas radiales y posteriormente se energizan todos los circuitos número dos donde los hubiese, para control de voltaje y por seguridad de la operación, principalmente en la red troncal donde nuevamente se empieza a transmitir grandes flujos de potencia.

2.4 RECURSOS DISPONIBLES(6)

2.4.1 Medios para la adquisición de la información

En la actualidad la adquisición de la información del sistema, para su propio control y en todos los estados operativos, se lo hace a través del propio sistema de comunicaciones que tiene INECEL, denominado PLC (Power

Line Carrier). Este sistema de tipo telefónico, permite al Operador del SNI comunicarse con todos los operadores de las Centrales y Subestaciones, tanto para conocer el estado del sistema como para emitir las acciones de supervisión y control sobre el mismo.

El almacenamiento de la información se la hace de la siguiente manera:

- Los datos de medida, en formularios (hojas) preestablecidos, que son diseñados de acuerdo a las responsabilidades del Despachador y sus Ayudantes.
- La información de texto, principalmente el registro de eventos y acciones tomadas (maniobras), se lo hace en libros denominados bitácoras o relatorios.

Tanto la adquisición de la información como las acciones posteriores son hechas manualmente, o sea, siempre se necesita la decisión (disposición) del Operador del Sistema y la ejecución del Operador de la Central o Subestación involucrada.

Conforme ha evolucionado el sistema eléctrico ecuatoriano, se ha establecido qué información se debe adquirir. En un momento dado, debido al aumento en el volumen de la información que se adquiría, se vio la necesidad de priorizar la información de acuerdo a dos aspectos: importancia de la subestación o central e importancia de los datos a adquirir de cada una de ellas.

Esto permitió que la frecuencia de la adquisición no sea la misma. Por ejemplo, los datos de voltaje de las subestaciones que componen la red troncal de 230 Kv son más prioritarios que los voltajes de las subestaciones radiales, porque si se mantiene en rangos adecuados a los voltajes de 230 Kv, también se estarán garantizando en gran medida los de las subestaciones de subtransmisión.

2.4.2 Información a adquirirse

Actualmente, la información que se adquiere se la puede agrupar de la siguiente manera:

- Voltajes: 230, 138, 69, 46, 34.5 (Kv).
- Potencias activas y reactivas de generación (Mw y Mvar).
- Producción bruta y consumo de auxiliares diarios de las centrales (Mwh).
- Potencias activas y reactivas de entregas a las Empresas interconectadas (Mw y Mvar).
- Lecturas de contadores de energía entregada a las empresas interconectadas, de manera diaria.
- Valor de reactores y capacitores conectados (Mvar).
- Control de flujos de potencia, por ciertos elementos especiales (Mw y Mvar).
- Caudales en reservorios (m3/seg).
- Niveles de reservorios (m.s.n.m.).
- Vertimiento en reservorios (Hm3).

2.4.3 Asignación de ámbitos de supervisión

La red de supervisión y control del Operador del Sistema es la generación-transmisión perteneciente a INECEL, hasta los puntos de interconexión con las Empresas Eléctricas.

Para efectos de una mejor supervisión del Sistema, ante la falta de mecanismos apropiados, el Operador contará con la asistencia de dos ayudantes.

- El Despachador, propiamente dicho, supervisa la red troncal de generación-transmisión integrada por las siguientes centrales y subestaciones: Paute (Molino), Milagro, Pascuales, Quevedo, Santo Domingo, Santa

Rosa, Totoras, Riobamba, Esmeraldas, Agoyán, Pucará, Gonzalo Zevallos y Guangopolo.

- El Ayudante ubicado en la S/E Santa Rosa, supervisa todas las entregas de INECEL a las Empresas Eléctricas, excepto las que comprenden la provincia del Guayas, lo cual será responsabilidad del Ayudante ubicado en la S/E Pascuales.

2.4.4 Priorización de la información

Como el sistema computacional a desarrollarse es de tipo local, el análisis siguiente estará enmarcado al Despachador y al Ayudante de Santa Rosa, ambos ubicados en la S/E Santa Rosa; por lo tanto, no intervendrá el Ayudante de la S/E Pascuales. De esta forma, la priorización de la información se la establece de la siguiente manera:

PRIORIDAD DE SUBESTACIONES

SUBESTACION	DESPACHADOR	AYUDANTE
1	Paute, Milagro, Pascuales, Quevedo, Santa Rosa, Totoras, Riobamba.	Santa Rosa, Vicentina, Pascuales, Salitral
2	Santo Domingo, Esmeraldas, Agoyán, Pucará, Gonzalo Zevallos	Ibarra, Ambato, Totoras, Cuenca, Loja, Portoviejo
3	Guangopolo	Santo Domingo, Quevedo, Milagro, Riobamba, Esmeraldas, Machala, Santa Elena, Posorja.

PRIORIDAD DE DATOS

DATOS	DESPACHADOR	AYUDANTE
1	Estado disyuntores, Voltajes 230 KV, Generación C. Paute: Mw y Mvar y C. Santa Rosa: Mvar	Estado disyuntores, Voltajes de entrega (69, 46 y 34.5 KV). Potencias de entrega a E.E.Q. y EMELEC
2	Potencias de generación y voltajes de 138 KV	Potencias de entrega y voltajes de 138 KV
3	Flujos por ciertos elementos, Datos de reservorios. Energías de generación	Lecturas de medidores de energías de entregas. Generación de empresas

2.4.5 Frecuencias de adquisición

De acuerdo a las prioridades establecidas, los períodos de adquisición de la información varían. Unos datos serán adquiridos en intervalos de 60 minutos, otros en 30 minutos y hasta de 15 minutos, este esquema se refleja en las siguientes tablas:

DESPACHADOR

DATOS / S/E	1	2	3
1	15-30-60 minutos	30-60 minutos	24 H
2	30 - 60 minutos	30-60 minutos	24 H
3	----	30-60 minutos	24 H

AYUDANTE

DATOS / S/E	1	2	3
1	30-60 min.	30-60 min.	24 H
2	30-60 min.	30-60 min.	24 H
3	30-60 min.	30-60 min.	24 H

2.4.6 Formularios establecidos

Se han establecido diez formularios de recolección de datos, estando a cargo del Despachador tres, cuatro del Ayudante de Santa Rosa y los restantes del Ayudante de Pascuales.

OPERADOR DEL SISTEMA (DESPACHADOR)

- Formulario F1-D

Considerado de primera prioridad, se registra los voltajes de 230 KV, la generación y el estado de las unidades de la Central Paute.

- Formulario F2-D

Es el de segunda prioridad, donde se controla la generación de las centrales de INECEL, los voltajes de las barras de tensión controlada a nivel de 138 KV, los niveles de reservorios y la energía producida diariamente en cada una de las centrales.

- Formulario F3-D

Denominado de tercera prioridad, constan valores y datos de respaldo, para controlar transferencias por elementos especiales y visualizar mejor los perfiles de voltaje a nivel de 138 KV.

AYUDANTE DE SANTA ROSA

- Formulario F1-A y F2-A

Considerados de primera prioridad, contienen las entregas de potencia activa y reactiva y las lecturas dia-

rias de los medidores de energía a todas las empresas interconectadas.

- Formulario F3-A

Se registran los voltajes de entrega y de 138 KV en las subestaciones radiales. Esta información se la considera de segunda prioridad.

- Formulario F4-A

Contiene las generaciones y demandas de las Empresas y la Demanda Total del Sistema.

CAPITULO TRES

FORMULACION Y DISEÑO DEL SISTEMA BASICO DE ADQUISICION Y MANEJO DE LA INFORMACION DEL S.N.I.

3.1 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

3.1.1 Generalidades

La operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (SEE) genera un volumen de información considerable, creando la necesidad de tener mecanismos adecuados para almacenarla y ordenarla apropiadamente. Además, esta información, inmediatamente sirve como ayuda y soporte del Operador del Sistema Eléctrico, en sus labores de Supervisión y Control del Sistema.

Desde que INECEL empezó a operar el sector eléctrico (1977), conjuntamente con las Empresas Eléctricas, los mecanismos utilizados para hacerlo han sido muy rudimentarios, sin haberse cambiado sustancialmente hasta épocas muy recientes.

Precisamente, para que la adquisición de esta información sea sistematizada, al Centro de Operación se dotó de un sistema de tres computadores enlazados por medio de una red local. Este paso fue muy importante dentro de un proceso de mejorar la administración de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

El desarrollo de ayudas computacionales, tema de este trabajo de tesis, permitirá al Operador efectuar de manera más adecuada, la toma de decisiones necesarias sobre la operación del Sistema.

3.1.2 Ambito de funcionamiento

Antes de definir la estructura y el alcance del sistema computacional a desarrollarse, es necesario establecer el ámbito de funcionamiento, ya que de esto depende su modelación. Por lo tanto, es necesario el planteamiento de ciertas consideraciones iniciales:

- Al tratarse de la operación del SNI, este sistema computacional deberá trabajar de manera permanente, las 24 horas del día y los 365 días al año. Por lo tanto, deberá ser de fácil utilización, para que el Operador no sienta a la larga ni rechazo ni cansancio al usarlo. Modernamente se definen como herramientas amigables al usuario.

- Dado el poco conocimiento inicial de los Operadores, sobre manejo de computadores y programas digitales, una característica de este sistema es que debe ser totalmente interactivo. Su uso debe ser transparente para el usuario y las tareas que debe cumplir debe hacerlas de una manera fácil y rápida. Es muy importante considerarlo de esta manera, ya que se podría realizar trabajos de sofisticadas presentaciones, pero si no tiene una manera fácil de acceder a todas sus opciones y ayudas, el éxito de su operatividad puede estar en duda.

- El diseño del sistema deberá permitir la ampliación o expansión de información adicional y de nuevas instalaciones, a fin de representar los cambios que se producen en el Sistema Eléctrico.

- Debido a las características propias en la operación de un sistema eléctrico, el almacenamiento y recuperación de la información deben ser rápidos y ágiles. Esto permitirá al operador ingresar la información en

un tiempo razonable, para inmediatamente poder visualizarla en pantalla. Así, tendrá el conocimiento adecuado del estado del sistema eléctrico, tanto en sus condiciones topológicas como operativas.

- La información a adquirirse a más de permitir la administración de la operación del sistema eléctrico, también servirá para realizar el análisis post-operacional, en otras áreas de la Dirección de Operación del S. N. I. (DOSNI). En este sentido, este sistema computacional debe tener la capacidad de emitir reportes impresos o a nivel de archivos de uso general.

- Se tendrán dos puestos de trabajo para la adquisición y la supervisión y un tercero para estudios de soporte y análisis de la información ingresada. Todo esto en un mismo ambiente, a través de una red local.

- En cada puesto de trabajo habrá personal rotativo, con turnos de 8 horas, por lo que sería recomendable se regule el ingreso de cada usuario al sistema, con fines de seguridad.

3.1.3 Lenguaje o utilitario computacional a utilizarse(7),(8),(9),(10)

De acuerdo a los requerimientos planteados anteriormente y a las necesidades computacionales que de ellos se deducen, es necesario escoger el lenguaje o paquete computacional en el cual se desarrolle este trabajo. Para el efecto, se efectuó el siguiente análisis:

- Dado el gran volumen de información a adquirirse, se debe crear una base de datos o algo similar.

- Una de las característica primordiales de este sistema, dentro del esquema de implementar ayudas al opera-

dor, es la presentación de la información en pantalla, mediante despliegues gráficos de tipo eléctrico.

- Los lenguajes de programación de alto nivel más conocidos por el personal del área y disponibles, son: Fortran, Pascal y Qbasic.

- En vista de tener un mayor conocimiento del lenguaje QBasic y ser apto para crear ambientes muy iteractivos o amigables al usuario, para el diseño gráfico y buena capacidad para el manejo de información (almacenamiento y recuperación), se decidió realizar este sistema con este lenguaje.

3.1.4 Características generales del sistema

Esta paquete computacional, que se lo ha denominado como Sistema Básico de Adquisición y Manejo de la Información para el SNI, en base a lo expresado anteriormente, estaría constituido de tareas tales como:

- Adquisición de la información
- Consulta y mantenimiento de la información
- Maniobras
- Supervisión
- Reportes
- Aplicaciones

Con esta organización preliminar del sistema, se puede entrar en una mejor definición de los requerimientos de cada tarea.

3.1.4.1 Adquisición de la información

En el Capítulo Dos, se indicó la información que se adquiere del Sistema Eléctrico y la estructura organizativa entre los responsables (Despachador y Ayudante de

Santa Rosa) de estas tareas. Por lo tanto y a manera de resumen, la información a adquirirse será de tres tipos:

- Información de datos de medida
- Información de datos de estado
- Información de texto

Y, toda esta información está separada en dos grupos:

- Información que recibe el Despachador
- Información que recibe el Ayudante

Los datos de medida, tienen a su vez atributos propios, como son:

- Adquisición bajo frecuencias de tiempo preestablecidas.
- Validación de los datos contra errores de digitación y/o rangos inadmisibles.
- Posibilidad de aceptación del dato, a pesar de haber sido superado algún límite de validación.
- Frecuencia de adquisición mediante varios horarios, dependiendo del tipo de dato, del Operador (Despachador o Ayudante) que recopila y del tipo de día (laborable o no).
- Establecimiento de un tiempo máximo de adquisición de los datos, luego del cual el Operador deberá ser alertado.
- Posibilidad de registrar a un dato como faltante, al no estar disponible en el momento de su adquisición.
- Ingreso ordenado de los datos, desde el punto de vista de los horarios establecidos. O sea, no se podrá tomar datos de la siguiente hora, si no están ingresados todos los datos de la hora actual.

La información de estado y texto libre, se recibirá en el momento que ocurra, sin depender de horarios preesta-

blecidos. Los eventos ocurridos en las instalaciones de INECEL, los registrará el Despachador y los ocurridos en las EMPRESAS, el Ayudante. Un evento estará contituido por la hora de ocurrencia y el texto del evento en sí.

3.1.4.2 Consulta y mantenimiento de la información

La consulta y mantenimiento de toda la información ingresada se la realizar de manera rápida mediante el uso de menús interactivos, donde la estructura de la base de datos es transparente para el usuario.

El mantenimiento se lo puede dividir de acuerdo al tiempo. El personal responsable de la adquisición podrá hacerlo con la información del día presente y el personal supervisor de la operación de la información histórica (días pasados).

3.1.4.3 Maniobras

Como se conoce, para la protección de los elementos que componen un sistema eléctrico, como líneas de transmisión, transformadores, generadores, etc. se tienen los elementos de corte (disyuntores y seccionadores), los cuales operan ya sea automáticamente en respuesta a una perturbación o en maniobras ordenadas por el Operador del Sistema.

Para que el Operador del Sistema pueda visualizar y/o cambiar el estado de los disyuntores y seccionadores de las instalaciones de INECEL, se deberán crear despliegues unifilares, representando a los diferentes niveles de voltaje (patios) de las subestaciones que componen el SNI.

Cuando se haya realizado un cambio de estado, de manera automática se emitirá un reporte o evento hacia un

relatorio especial de maniobras. Esto permitirá posteriormente revisar la razón de las decisiones tomadas al respecto y la correcta secuencia de dichas maniobras.

Este evento, estará constituido por las siguientes partes:

- Hora de ocurrencia del evento
- Acción efectuada: abrir o cerrar
- Elemento donde se realizó la acción
- Lugar donde se encuentra el elemento (Subestación o Central)

Ejemplo: 10:24 Se cierra 52-232 en Subestación Santa Rosa

3.1.4.4 Supervisión

Este tópico es el más trascendental de todos, por las expectativas que presenta en su desarrollo y porque es una tarea nueva en este tipo de manejo de información. En este caso, será la verdadera herramienta de trabajo que tendrá el personal que opera el Sistema Eléctrico.

La supervisión se realizará básicamente a través de despliegues, de los cuales existirán los siguientes tipos:

- Despliegues unifilares (formato eléctrico)
- Despliegues tabulares
- Despliegues de eventos

En los despliegues unifilares, además de la información de estado de los elementos de corte, se presentarán los datos de medida de una hora determinada, correspondientes a cada despliegue. La información de datos de medida presentada podrá ser de la última hora, como "default", o de cualquier otra a pedido del Operador.

En los despliegues tabulares, se presentarán datos de la última hora o desde el inicio del día hasta la última toma de datos. Esta última posibilidad permitirá ver tendencias de variación de demandas, generaciones, voltajes, niveles de reservorios, etc..

En los despliegues de Supervisión, se realizará un segundo control del dato de medida. El objetivo es realizar un control de calidad del dato de medida, a diferencia de la adquisición donde el espíritu de la validación es controlar errores de digitación.

Los despliegues de eventos son una ayuda adicional para el Operador, para que tenga el cabal conocimiento de los eventos ocurridos en la operación del Sistema.

3.1.4.5 Reportes

Su finalidad es suministrar la información adquirida hacia las otras áreas de la Dirección de Operación, para su análisis respectivo, sobre el comportamiento del Sistema Eléctrico y así poder tomar los correctivos necesarios en su operación.

Antes de la vigencia de este sistema computacional, los mismos formularios de adquisición de la información, explicados en el Capítulo Dos, servían de reportes hacia las otras áreas de la Dirección de Operación, por lo que los formatos a crearse serán de similar contexto. La diferencia será naturalmente que su contenido estará a nivel de archivos de uso general, para que puedan ser accesados con cualquier utilitario de manejo de datos.

3.1.4.6 Aplicaciones(11),(12)

Una de las características principales en un Centro de Control, es que el Operador a más de disponer de la in-

formación en pantalla a través de formatos adecuados, se le provee de otras ayudas a través de programas de aplicación. En esta ocasión, se pretende poner al alcance del Operador este tipo de ayuda y así acercarnos un poco en el uso de nuevas técnicas de supervisión y control de sistemas eléctricos. Las aplicaciones integradas a este sistema, son:

- El pre-despacho diario de generación de las centrales de INECEL, y
- El flujo de carga.

El pre-despacho diario de generación, recoge en primer lugar los lineamientos de la programación a mediano plazo (mensual), con respecto a las cuotas de generación de las diferentes centrales de INECEL. Con este marco de acción, se programa, hora a hora, a cada central tomando en cuenta también las restricciones operativas tanto de las unidades de generación como de la red.

Como se conoce, existen tres centrales hidraúlicas: Paute, Agoyán y Pucará; y, cuatro térmicas: Gonzalo Zevallos (Guayaquil), Esmeraldas, Santa Rosa y Guangopolo. La distribución consiste precisamente en aprovechar los recursos en base a las condiciones hridológicas presentes. En todo caso el Operador del Sistema podrá variar lo programado, en cualquier instante, dependiendo de las restricciones que se presente en la operación en tiempo real.

El flujo de carga, servirá básicamente para dos objetivos:

- Cuando el Operador vaya a realizar una maniobra, podrá simular las condiciones antes y después de dicha maniobra, con el fin de obtener elementos de juicio para una correcta toma de decisiones.

- Simular contingencias y sus posibles consecuencias, para elaborar políticas de recuperación del Sistema, cuando éste se haya trasladado a un estado de emergencia o a un estado restaurativo.

3.2 DISEÑO DEL MODELO(13),(14),(15),(16)

Con el alcance dado a la información que se va a adquirir, se puede establecer la forma o mecanismo de almacenamiento de la misma y el sistema computacional que administrará esta información.

Por lo tanto, es necesario estructurar la base de datos de acuerdo a la realidad eléctrica de nuestro sistema. Deberá cubrir toda la información requerida y al mismo tiempo tener un funcionamiento consistente y efectivo, a través del sistema administrador.

La organización del sistema administrador, por otro lado, deberá ser de tal manera que solucione todos los requerimientos antes indicados, para que el ingreso y manejo de la información sea eficiente, permitiendo al Operador cumplir todas sus tareas en forma transparente y sencilla.

3.2.1 Estructura operacional del Sistema Eléctrico

En base a la estructura jerárquica del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, definida y establecida en el numeral 2.3.1 del capítulo dos, se puede trasladar esta organización al nuevo sistema computacional a desarrollarse. Esto permitirá definir la información a adquirirse, diseñar la forma de almacenamiento y la conceptualización del sistema administrador, como tal.

La información se genera en dos fuentes bien definidas: en las centrales y subestaciones de INECEL y en las

Empresas interconectadas, tal como se visualiza en la figura 3.1:

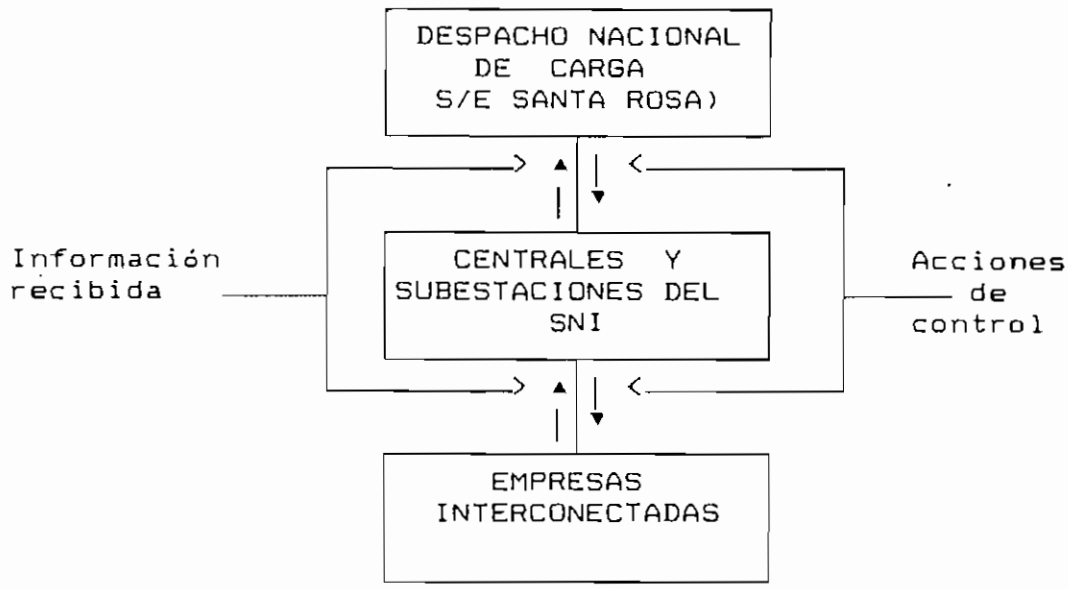


Figura 3.1 Esquema operativo del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Dicho de otra manera, la información tiene como origen a las Centrales y Subestaciones, debiendo el personal de operación realizar una selectividad de cual es la información que más interesa, teniendo cuidado de no dejar de lado información importante e incluyendo otra que no es necesaria. En la figura 3.2 se puede observar en un nivel de mayor detalle:

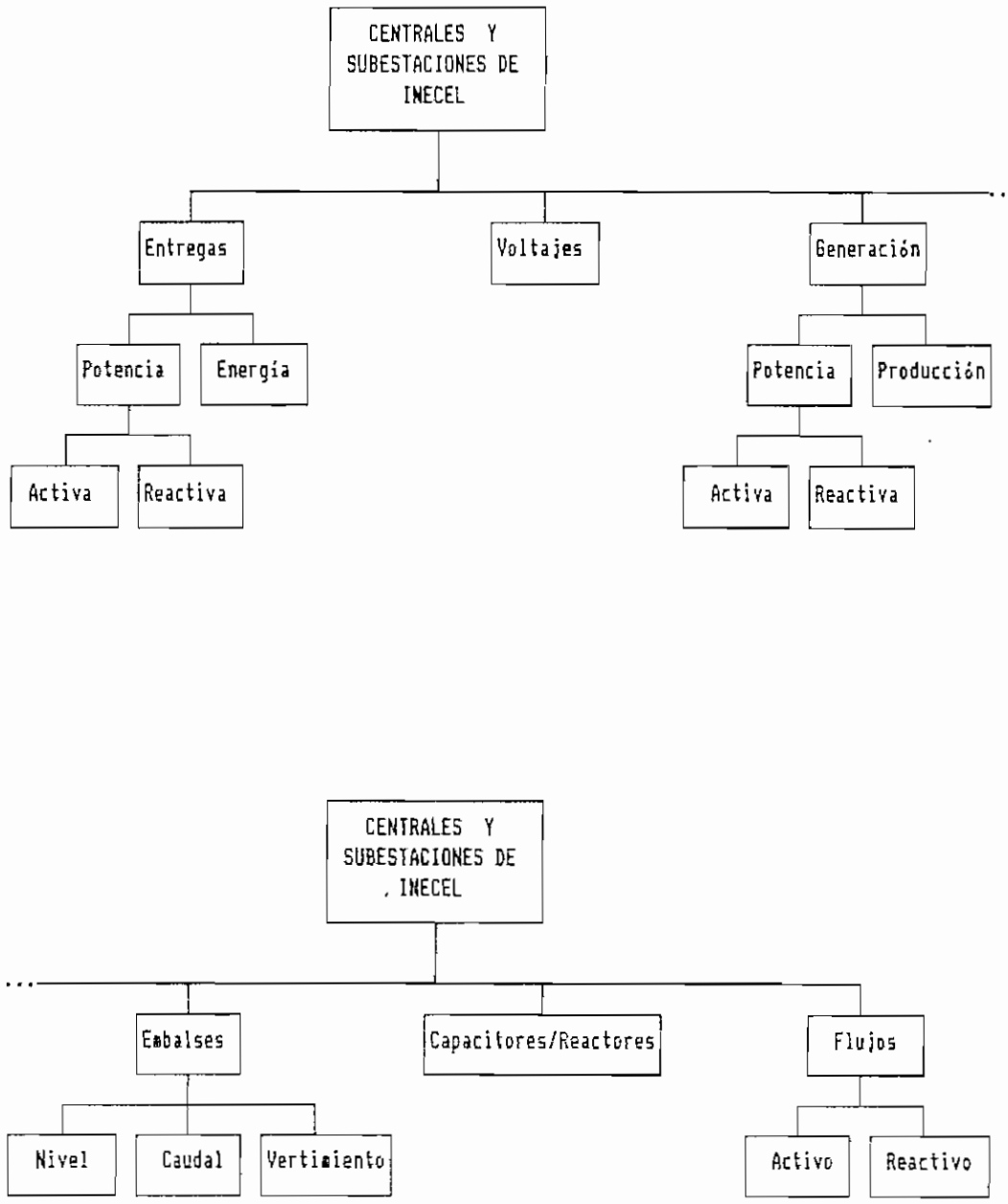


Figura 2.- Información de Centrales y Subestaciones

De acuerdo a esta estructura operacional y a lo establecido en el numeral 2.4.2 del capítulo dos, la información a adquirirse se puede agrupar de la siguiente manera:

1. Entregas de potencia, activa y reactiva, a las Empresas interconectadas.

2. Voltajes de barra en las centrales y subestaciones de INECEL.
3. Generación de potencia, activa y reactiva, de las centrales de INECEL y de las Empresas.
4. Control de flujos de potencia, activa y reactiva, por ciertos elementos especiales en el sistema de INECEL.
5. Control de los embalses de las centrales hidroeléctricas de INECEL.
6. Entregas de energía activa a las Empresas interconectadas.
7. Producción de energía activa, en las centrales de INECEL.
8. Control de reactores y capacitores conectados en INECEL.

3.2.2 Estructura de la base de datos

Una vez que la información a adquirirse se encuentra clasificada en ocho grupos, la base de datos sería conformada por un conjunto de igual número de tablas, sobre las cuales el personal de Despacho realizarían todas la tareas respectivas. Obviamente, que estas tablas serán de multiacceso, porque los datos son ingresados tanto por el Despachador como por el Ayudante.

La estructura de la base de datos, detallada en forma completa en el Apéndice A, se presenta como un ejemplo la de la tabla de ENTREGAS:

1. Tabla o entidad ENTREGAS (Potencia activa y reactiva)

Fecha	:	Día, mes y año de la lectura
Hora	:	Hora de la lectura de la entrega
Subestación	:	Clave de la S/E del punto de entrega
Empresa	:	Clave de la Empresa que recibe
Potencia activa	:	Valor de la entrega en MW
Potencia reactiva	:	Valor de la entrega en MVAR

3.2.3 Dimensionamiento de la base de datos

Conjuntamente con la estructura definida anteriormente, se establece el dimensionamiento de los diferentes campos de las ocho tablas:

General para todas las tablas:
Fecha : dd/mm/aa 8 caracteres
Hora : hh:mm 5 caracteres

1. Tabla de ENTREGAS

Clave de subestación	:	ClaSub	2 caracteres
Clave de Empresa	:	ClaEmp	3 caracteres
Entrega en MW	:	EntMw	Real
Entrega en Mvar	:	EntMvar	Real

De igual manera, el detalle del dimensionamiento de las ocho tablas, se encuentra en el Apéndice A.

3.2.4 Vigencia de la base o tablas de datos

La base de datos conformada por este conjunto de 8 tablas, de caracter acumulativo y de tamaño ilimitado, implicaría que un gran volumen de información está siendo accesada muy frecuentemente, con el consiguiente riesgo de pérdida de información y la necesidad de efectuar respaldos a menudo.

Por lo que es más aconsejable establecer que las tablas de datos sean diarias, las cuales debidamente validadas entrarían a formar parte de un gran banco de datos. Esta alternativa permitiría mejorar la velocidad de acceso y se disminuiría el riesgo de perder grandes volúmenes de datos.

3.3 EQUIPAMIENTO Y RECURSOS(6)

El sistema de computación donde se usará este sistema computacional, está integrado de los siguientes equipos:

- Dos puestos de trabajo idénticos para el Despachador y el Ayudante, equipado cada uno con:
  - Un microcomputador IBM PS/2-30, procesador 8086, 640 Mb de memoria RAM y disco duro de 40 Mb.
  - Una unidad lectora de diskette de 3½ de 720 Kb.
  - Una unidad externa lectora de diskette de 5¼ de 360 Kb, instalada en el puesto de trabajo del Ayudante.
  - Un monitor a color de alta resolución.
  - Un teclado ampliado en español.

- Un puesto de trabajo para el Supervisor, equipado con:
  - Un computador IBM PS/2-60, modelo 80-286, 4 Mb de memoria RAM, 80 Mb de memoria en disco y coprocesador 80-287.
  - Una unidad lectora de diskette de 3½ de 720Kb/1.44 Mb.
  - Una unidad de cinta de capacidad de 40 Mb.
  - Un monitor a color de alta resolución.
  - Un teclado ampliado en español.
  - Este microcomputador es el server de una red Novell ELS v2.15, que conecta a los tres microcomputadores.
  - Una impresora conectada al server, para uso de los tres puestos de trabajo.

CAPITULO CUATRO

DEFINICION Y DESARROLLO DE LOS PROGRAMAS PARA EL SUBSISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS

4.1 DIAGRAMAS DE FLUJOS(7),(8)

4.1.1 Introducción

El objetivo único y específico de este sistema digital, es la adquisición de la información de un sistema eléctrico, para simultáneamente servir de ayuda en la operación del mismo. Parte fundamental de este sistema es la base de datos, por lo que a más de las tareas básicas de manejo de una base de datos como son: ingreso, corrección y consulta de la información; existen otras tareas especiales relacionadas con la aplicación referida.

En el capítulo sexto se encuentran las pruebas del sistema, con todas las tareas explicadas en este y en el quinto capítulos.

4.1.2 Organización del Sistema Administrador

Una vez estructurada la base de datos en el capítulo anterior, es necesario definir el sistema administrador en base a los requerimientos planteados. Se pondrá especial énfasis en las ayudas que permiten el interfaz computador-operador.

La organización que se presenta en este trabajo, representa una forma particular de interpretar los requerimientos. Todo el conjunto de programas desarrollados se los ha organizado en tres grandes subsistemas, denominados de la siguiente manera:

- Subsistema formador
- Subsistema de adquisición y manejo de la información
- Subsistema de reportes impresos

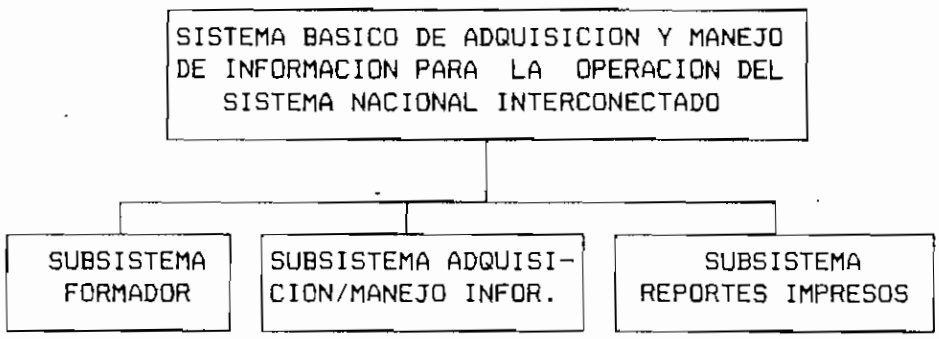


Figura 4.1 Sistema Administrador de la Base de Datos

4.1.2.1 Subsistema Formador

El sistema eléctrico está compuesto de: subestaciones, centrales, embalses, elementos controlados, empresas interconectadas, etc.. La operación del sistema eléctrico a su vez necesita de una jerarquía operativa y de una organización para su control. Estas necesidades se las ha reflejado en la estructura de la base de datos. En este momento, es necesario "inicializarlo" con información real, que en este caso será la del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (SEE).

Para lograr estos objetivos al subsistema formador se lo ha dividido en las siguientes tareas:

- Formador de claves
- Formador de despliegues
- Formador de maniobras
- Formador de reportes
- Inicialización/rearranque del sistema

Con el formador de claves se establece la configuración del SEE. O sea, se deben ingresar por ejemplo los nombres y códigos de los puntos (subestaciones y centrales) de dónde se realizará la adquisición de la información. De igual manera se realiza para los embalses, empresas y demás elementos que integran el SEE.

Una vez que se ha realizado la tarea anterior, se podrá establecer todos los formatos necesarios para volverles operativos a los dos subsistemas siguientes.

Por último, a través de este subsistema se tiene la opción de arrancar el sistema por primera vez o en caso de alguna falla del hardware/software, se pueda reinicializarlo.

En el manual del usuario, se indica la información a ingresar y la manera de hacerlo. En la figura 4.2 consta este subsistema con las tareas referidas.

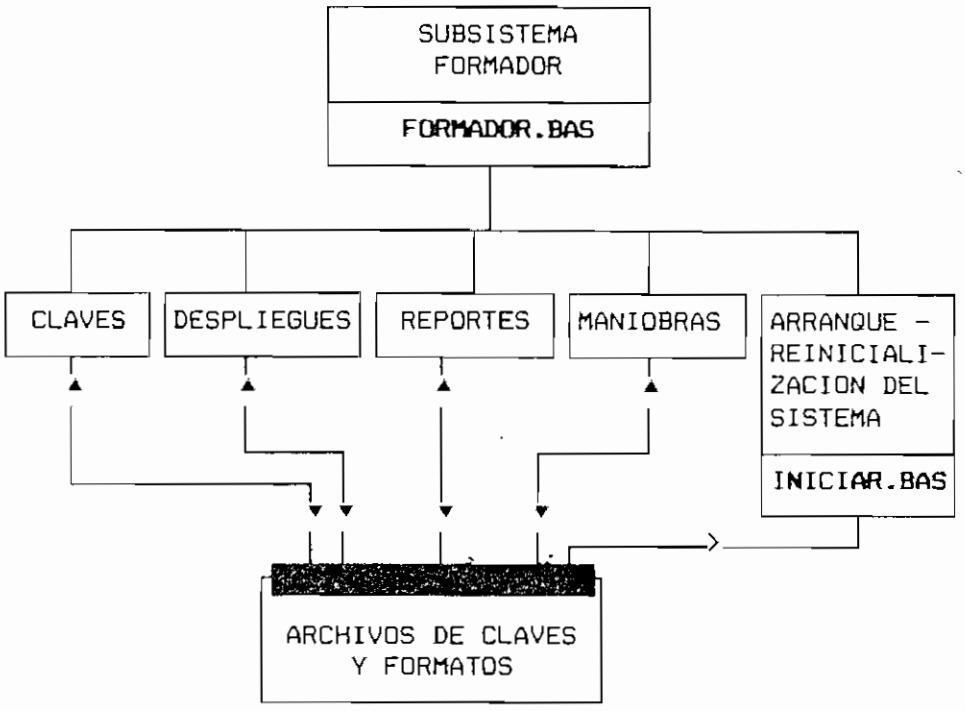


Figura 4.2 Subsistema Formador

4.1.2.2 Subsistema adquisición y manejo de la información

En este subsistema es donde se realiza la adquisición y el manejo de la información, propiamente dicho. Como primera parte, se realizan las tareas de adquisición, validación, corrección y mantenimiento de la información que se almacena en las bases de datos general y de supervisión. Y, como segunda parte, es la emisión de la información en pantalla.

Para cumplir con lo anterior se crea otra subestructura, con las siguientes tareas:

- Adquisición de la información, propiamente dicha
- Consulta y mantenimiento de la información
- Supervisión
- Maniobras
- Reportes en pantalla
- Aplicaciones

A) Adquisición de la información

Se la realiza por medio de menús de subestaciones, de acuerdo a la distribución establecida en el capítulo dos, para el Despachador y el Ayudante.

Una vez seleccionada la subestación, se presenta un menú de los datos que serán ingresados correspondientes a esa subestación. Cabe resaltar que, de acuerdo a la prioridad de los datos, los datos que no corresponden al horario que en ese momento se esta adquiriendo, no aparecen en pantalla, esto permite al Operador optimizar su tiempo y dedicarse lo más pronto posible a la supervisión y control del sistema eléctrico, que es lo que realmente interesa.

Tiene también la opción para ingresar las novedades o eventos ocurridos el SEE, con un simulador de editor de texto, apropiado para el caso.

B) Consulta y mantenimiento de la información

Este subsistema se lo puede separar en dos opciones, tales como:

- Actualización
- Mantenimiento

Si bien ambas opciones están encaminadas a corregir datos faltantes o mal ingresados a la base de datos, se los puede diferenciar por su alcance.

- La actualización es la corrección de la información en el mismo momento de la adquisición, por efecto de errores de digitación o por que la información no estuvo disponible en el momento adecuado. Por lo tanto, solamente deberá requerir la hora de toma de datos en la cual se quiere actuar.

  El proceso será idéntico a la adquisición, a través de menús, pero en este caso la información será editada para confrontar con la que ocupará su lugar.

- El mantenimiento en cambio es más general, ya que su alcance es también para los días pasados, debido a errores de consistencia y que los límites de control no detectaron, pero que eléctricamente no son aceptables.

  Para este caso, deberá haber la opción de especificar tanto la fecha y la hora en las cuales se desea realizar el mantenimiento (consultar, corregir, añadir, etc.).

Ya sea con la actualización o con el mantenimiento se puede simplemente consultar la información, sin llegar a la corrección de algún dato.

C) Supervisión

La informaciones de datos de medida y de estado, serán presentadas en los despliegues unifilares y tabulares, de manera actualizada. Estos despliegues, se los ha construido tomando las siguientes consideraciones:

1. Los despliegues unifilares tienen dos niveles de jerarquía. En el primer nivel se presentarán las subestaciones, por cada nivel de voltaje y por posiciones (interruptores y seccionadores).

- Segundo nivel tienen un alcance zonal. Estos despliegues son más esquemáticos, se representan los disyuntores de líneas de trasmisión.

TEXTO ESTATICO

Será el que identifique a los demás elementos que no son de corte y que son títulos permanentes. Tal es el caso de barras, transformadores, generadores, etc. Dentro de este grupo estará también las unidades de medida de los datos desplegados.

También comprende a los títulos generales de identificación de la pantalla, fecha, hora, puesto de trabajo, etc.

TEXTO DINAMICO

Corresponde a los mensajes operativos que se presentan al operador, por superación de límites de supervisión.

DATOS DE MEDIDA

Serán recuperados de la base de datos y emitidos en el despliegue, de acuerdo a una ubicación y color predefinidos.

COLORES

En estos despliegues los colores aplicados a los dibujos y textos estáticos y dinámicos y a los datos de medida, representan diferentes estados operativos, desde el punto de vista eléctrico y son como sigue:

- Para todo lo que representa el despliegue unifilar a excepción de los elementos de corte, el color será verde claro, de manera permanente. Desde el punto de vista eléctrico el color verde representa equipo energizado.
- Para interruptores y seccionadores:
  - Borde: verde claro, de forma permanente
  - Interior: ABIERTO va vacío, o sea se ve solo el borde
    CERRADO va pintado (lleno) de verde claro
- Para texto estático, títulos y nombres, el color será blanco.
- Para texto dinámico, mensajes:
  - ADVERTENCIA: color amarillo
- Para datos de medida:
  - NORMAL: color verde
  - ADVERTENCIA: color rojo
- Para el fondo de la pantalla, back-ground, el color será negro (normal).

2. En los despliegues tabulares, la información que se emitirá será la de última hora adquirida, de uno o varios datos de medida preestablecidos. En cuanto a

la presentación misma en pantalla, se deberá tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

Títulos estáticos: color blanco

Datos de medida:

- Condiciones normales: color verde
- Condiciones de advertencia: color rojo
- Obviamente que los datos presentados en estos despliegues, serán tanto directos de la base de datos, como también procesados (sumas, máximos, mínimos, etc).

D) Maniobras(17)

El Operador del Sistema tiene la autoridad de realizar cualquier variación en la topología del mismo, ya sea por cuestiones operativas, principalmente por control de voltaje, o por fines de mantenimiento del equipo.

Dentro del control de calidad, explicado en el capítulo dos, la regulación del voltaje en el SNI se la hace primariamente con los generadores y tap de los transformadores. Si este control no es suficiente, se opera a los reactores o capacitores según sea el caso.

Pero ocurre en ocasiones que a pesar de agotar todos los medios de control del voltaje, este se presenta muy alto en ciertos puntos del sistema, especialmente en horas de demanda mínima, por lo que se hace necesario la desconexión de circuitos de líneas de transmisión.

En caso de mantenimientos programados, el Operador del Sistema debe entregar liberado el equipo donde se va a efectuar los trabajos.

Como en el momento actual no existe comando remoto de apertura/cierre de los disyuntores, el Operador del Sistema ordena al Operador de la Subestación o Central, ejecutar la maniobra.

Para que todas estas acciones tomadas sobre la red del sistema eléctrico se vean reflejadas a nivel del computador, se tiene la tarea denominada Maniobras, con la cual el Operador pueda registrar el evento y el cambio de estado realizados. Operativamente se lo hace a través de diagramas unifilares de los patios de las subestaciones y centrales del SNI.

E) Reportes en pantalla(6)

Los reportes en pantalla son despliegues tabulares, que además de combinar diferentes datos recupera la información desde el comienzo del día. Por medio del subsistema formador, se pueden crear cualquier combinación de este tipo de reportes.

Si los diagramas tabulares acumulativos de un solo tipo de dato (Ej.: niveles de reservorios), permiten detectar tendencias o comportamientos a través del tiempo, con los reportes de pantalla se amplía aún más, al complementar la información anterior con otra que se relacionan entre sí.

Por ejemplo, los niveles de un reservorio, vistos simultáneamente con la generación de la central respectiva, permite determinar de manera más completa su comportamiento.

F) Aplicaciones

Uno de los objetivos más relevantes de este trabajo, es enlazar al sistema de adquisición y manejo de la información, con programas de aplicación. Las aplicaciones referidas son el pre-despacho de generación de las centrales de INECEL y el flujo de carga.

El pre-despacho de generación es un programa, desarrollado en el mismo ambiente del sistema general, por lo que su manejo es completamente transparente.

El flujo de carga que funcionará con este sistema es el que sirve para los estudios de estabilidad, desarrollado en lenguaje Fortran por la IBM, identificado como "EEl PROJECT RP90-3", DE 1978. Su característica principal es su rapidez en la convergencia, con una buena calidad en los resultados.

Además, otra ventaja de este flujo es que se pudo obtener el programa fuente, lo cual facilitó efectuar ciertas modificaciones en él, para acoplar la salida de resultados a la estructura del sistema principal y emitirlos a través de despliegues unifilares y/o tabulares.

4.1.2.3 Subsistema reportes impresos(6),(18)

Como ya se ha explicado anteriormente, estos reportes son el medio para entregar la información a los otros departamentos de la Dirección de Operación. En vista que este sistema computacional es desarrollado en QBASIC, los reportes son archivos de uso general, tipo ASCII, para de esa forma facilitar su explotación y procesamiento.

Las áreas que utilizan esta información son las que estan relacionadas con el manejo hidroenergético, antes y despues de la operación, tales como Planificación, Estudios Eléctricos, Facturación y Estadísticas, esta última área además es la responsable de su almacenamiento.

4.2 PROGRAMAS(7),(8)

Para el desarrollo de los programas se uniformizó su diseño por grupos de tareas u opciones. Con esto se logra que los programas tengan una concepción lo más

general posible y por consiguiente se evita realizar repetidamente varios programas con un mismo fin.

Por lo tanto, los diagramas de bloque subsiguientes representarán en la mayoría de casos a grupos de programas. Esta misma lógica se utilizará en el Capítulo Cinco con referencia a las Aplicaciones; y, en los manuales del usuario y del programador.

4.2.1 Subsistema Formador

4.2.1.1 Formador de claves

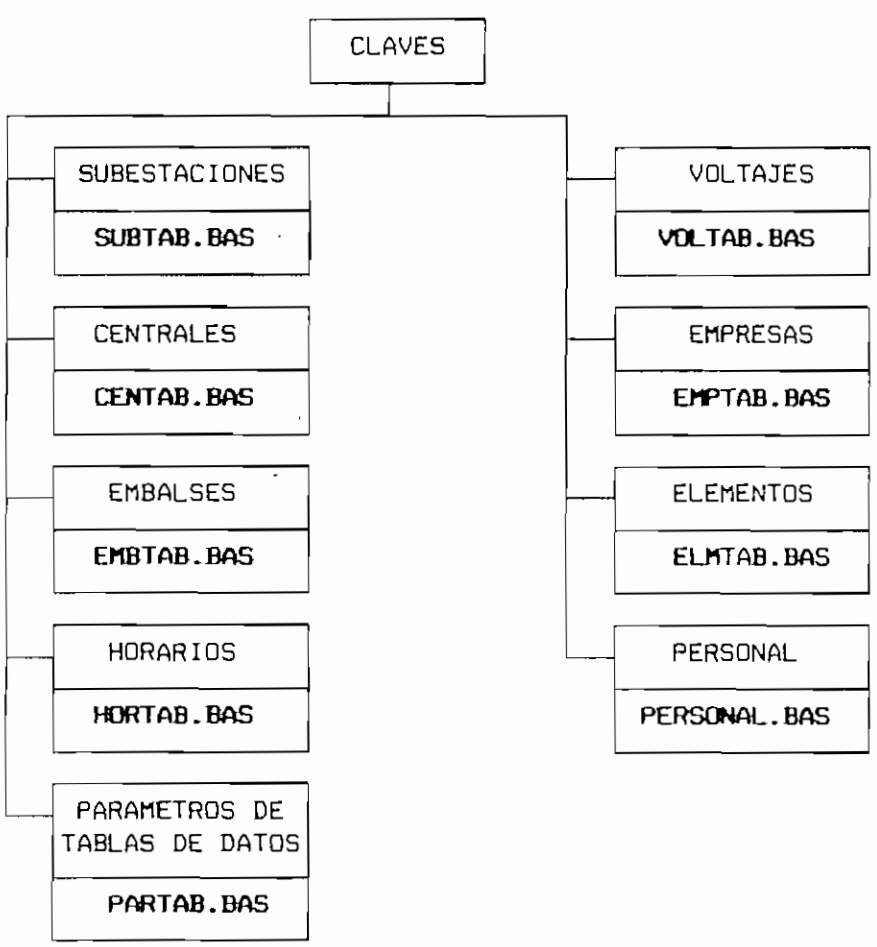


Figura 4.3 Formador de claves

4.2.1.2 Formador de despliegues

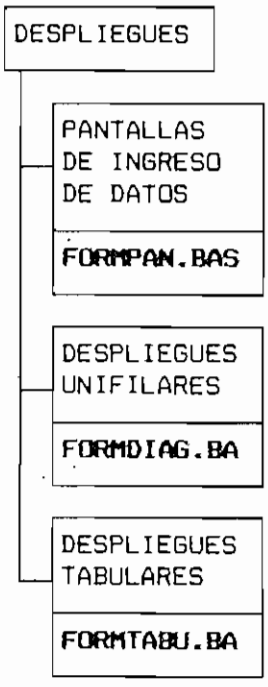


Figura 4.4 Formadores de despliegues

4.2.1.3 Formador de maniobras

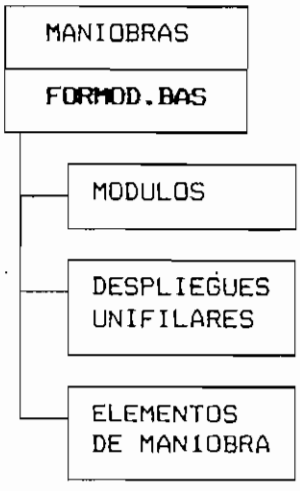


Figura 4.5 Formadores de maniobras

4.2.1.4 Formador de reportes

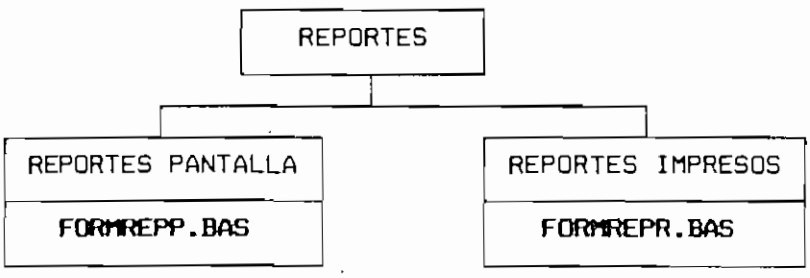


Figura 4.6 Formador de reportes

4.2.2 Subsistema de adquisición y manejo de la información

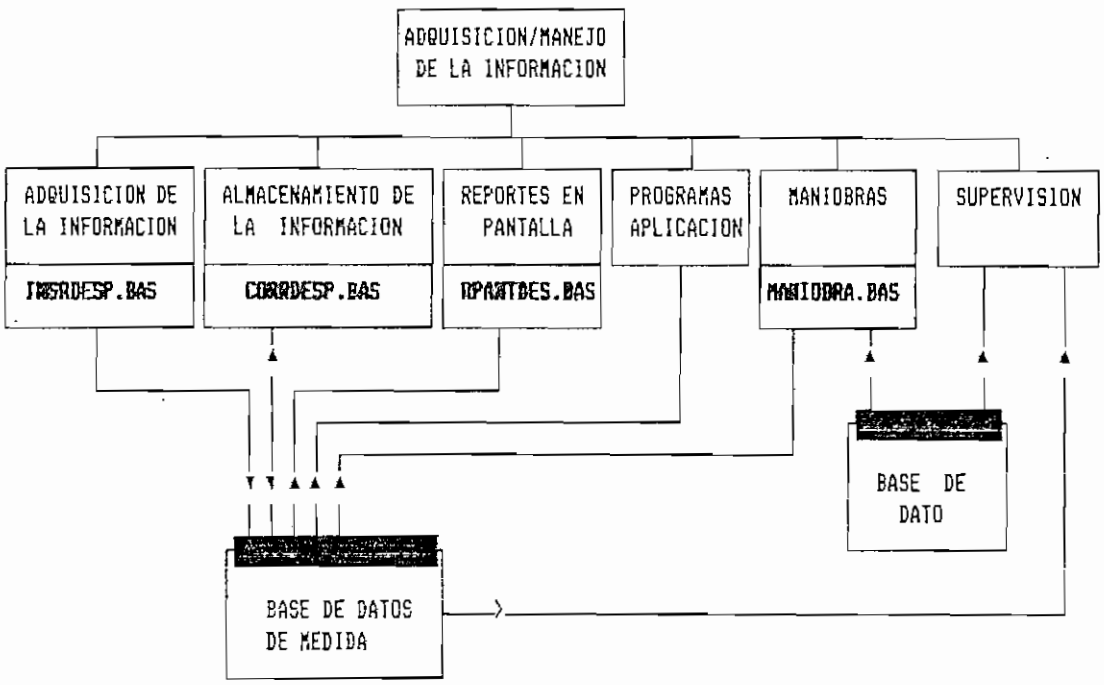


Figura 4.7 Subsistema de Adquisición/Manejo de información

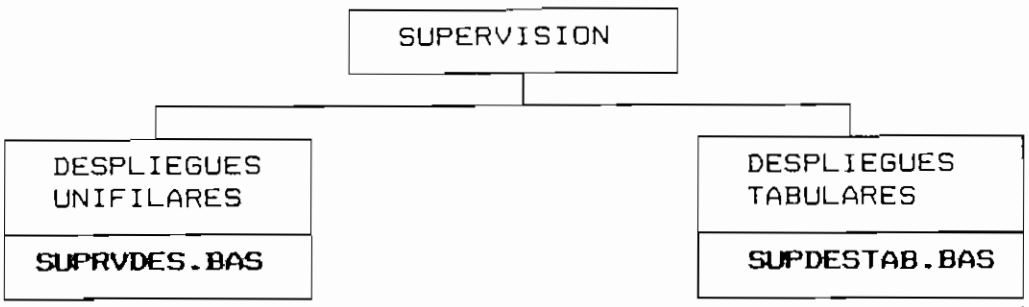


Figura 4.8 Supervisión en despliegues en pantalla

4.2.3 Subsistema de reportes impresos

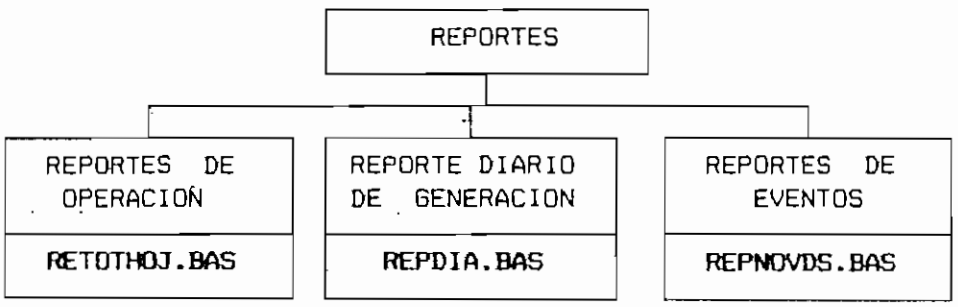


Figura 4.9 Estructura de reportes impresos

CAPITULO CINCO

FUNCIONES DE APLICACION

5.1 PRE-DESPACHO DE GENERACION(19)

5.1.1 Formulación

Esta aplicación permitirá al Operador del Sistema, controlar hora a hora, la generación de las centrales de INECEL, conforme a las restricciones establecidas por la programación de largo y mediano plazos y los mantenimientos programados en la red.

Podrá realizar modificaciones en la distribución de generación, en cualquier instante, debido a variaciones en las condiciones operativas del sistema, tales como: aumento o disminución de los caudales en las centrales hidraúlicas de pasada, salida de operación de unidades de generación por emergencia, variaciones considerables en la demanda del sistema, etc..

El método que se utiliza es estadístico y el resultado es una combinación adecuada de las unidades de generación, con el fin de satisfacer, hora a hora, las entregas de potencia activa requeridas por cada una de las empresas interconectadas.

Este concepto trasladado al plano matemático, tendríamos las siguientes ecuaciones:

$$\sum_{i=1}^{NG} Gi\,(h) = \sum_{j=1}^{NE} Dj\,(h) + \text{Pérdidas}\,(h) \qquad h = 1,24$$

$$\sum_{h=1}^{24} Gi\,(h) = Epi \qquad i = 1, NH$$

Donde:

Gi(h): Generación de la central i en la hora h en Mw.

Dj(h): Demanda de la empresa j en la hora h en Mw.

Ep(i): Energía programada para el reservorio asociado a la central i o energía afluente a la central de pasada i.

NG: Número de centrales de generación

NH: Número de centrales hidraúlicas

Las pérdidas se determinan estadísticamente para cada uno de los días de la semana, de manera horaria. Los volúmenes de energía a tomarse de los reservorios, se establecen en base de la programación de mediano plazo (se recibe un reporte mensual). La optimización en la planificación a mediano plazo, se la hace a través de técnicas de programación lineal, por medio del método de flujo en redes (20).

Los volúmenes de energía de las centrales de pasada se estima similar al día anterior, debiéndose modificar el pre-despacho inicial en caso exista variación en los caudales, de tal manera de evitar en lo posible el vertimiento.

El pre-despacho de generación, permite además, tener estimaciones iniciales de la distribución de la generación para el flujo de carga y, en base a sus resultados proseguir o no con la operación establecida.

Su ejecución (pre-despacho) se realiza mediante menús interactivos, perimitiendo al Operador efectuar los cambios de manera rápida y sencilla. Sus resultados se emite de manera tabular ya sea en pantalla o impresos.

La figura 5.1 ilustra lo anteriormente explicado, en forma de diagrama de bloques:

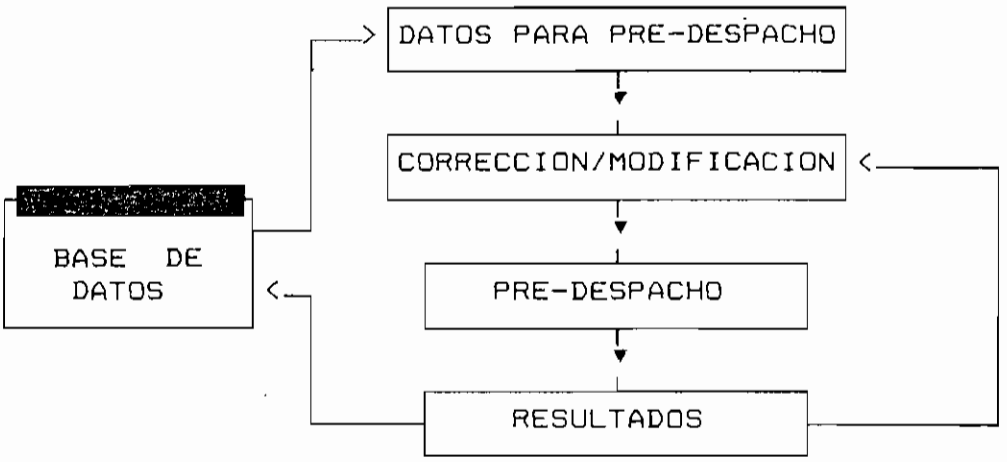


Figura 5.1 Pre-despacho

5.1.2 Programas

5.1.2.1 Formador del pre-despacho

Figura 5.2 Formador del pre-despacho

5.1.2.2 Elaboración del pre-despacho

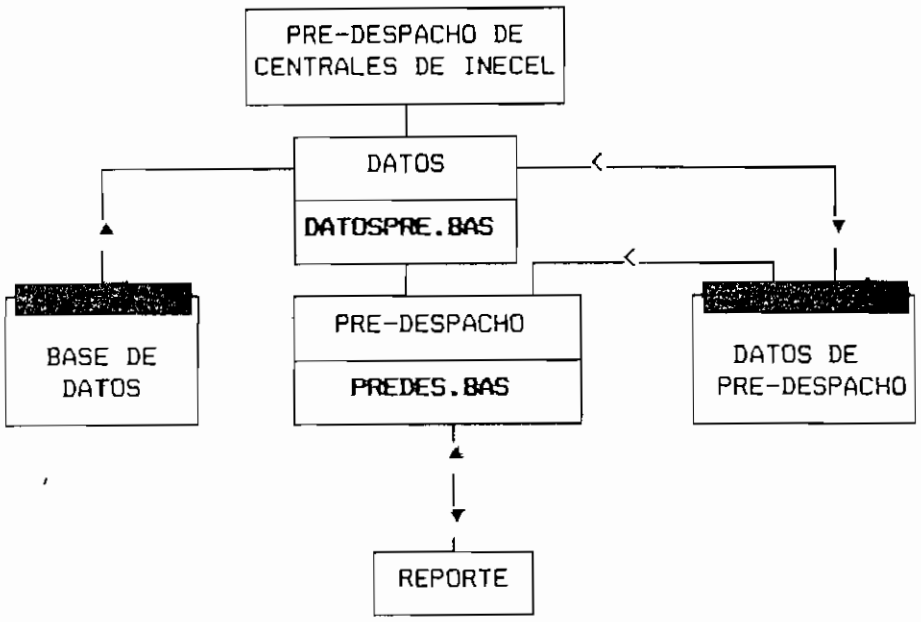


Figura 5.3 Elaboración del pre-despacho

5.2 FLUJO DE CARGA(12),(21),(22)

5.2.1 Formulación

El objetivo de un flujo de carga se lo conoce plenamente, por lo que al enlazar a este sistema una aplicación de este tipo, lo que se quiere dar al operador es una ayuda nueva, que permita avanzar en la calidad de la operación.

En este caso el flujo de carga permitirá al Operador, evaluar las consecuencias que sobre el sistema eléctrico puede producir la realización de una acción de control como: la conexión o desconexión de carga, líneas de transmisión, reactores y capacitores, la salida o entrada de unidades o centrales de generación, etc..

Como otra tarea adicional, el flujo de carga servirá también para evaluar las pérdidas que se presentan en el

sistema, para varias alternativas de generación, lo que permitirá de cierta manera determinar una que sea más económica y segura.

Los resultados se presentan en pantalla, al Operador, mediante diagramas unifilares o tabulares, para una fácil y rápida evaluación de los valores calculados mediante el flujo de potencia.

El flujo de potencia lo ejecuta el Operador, mediante menús de forma totalmente interactiva, donde todos los procesos de corrección/modificafión de los datos de entrada y los posteriores de cálculo, son transparentes.

Dada la rapidez con que converge el flujo (en el orden de los 20 segundos), tiempo bastante bueno tomando en cuenta que todo el sistema no tiene características de tiempo real propiamente dichas; el flujo, se convierte en una herramienta práctica en la operación del SNI.

Los casos corridos son almacenados para posteriores evaluaciones o para ser tomados como referencia de otros casos de similares condiciones iniciales operativas. Incluso puede servir también para realizar comparaciones entre dos o más casos.

El método utilizado pora el flujo de potencia, es el de Newton-Raphson completo.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ |E|^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \\ J5 & J6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix}$$

Utiliza técnicas de almacenamiento y solución de matrices porosas de Tinney y Hart. Permite representar barras de voltaje controlado, transformadores con cambiadores de fase y con límites de potencia reactiva en los

generadores. No tiene la opción de transformadores con tap bajo carga (LTC).

El flujo de potencia, como aplicación, es la más trascendental dentro de este trabajo, ya que en la actualidad, al carecer de herramientas que le permitan evaluar una determinada acción, las decisiones han sido confiadas totalmente a la experiencia del Operador y a la bondad del sistema eléctrico.

En este caso, al disponer de este medio de evaluación, la función del Operador será más técnica, lo que se reflejará en la calidad, e incluso en la economía, de la operación del SEE.

En el siguiente diagrama de bloques se indica el proceso de ejecución del flujo de potencia:

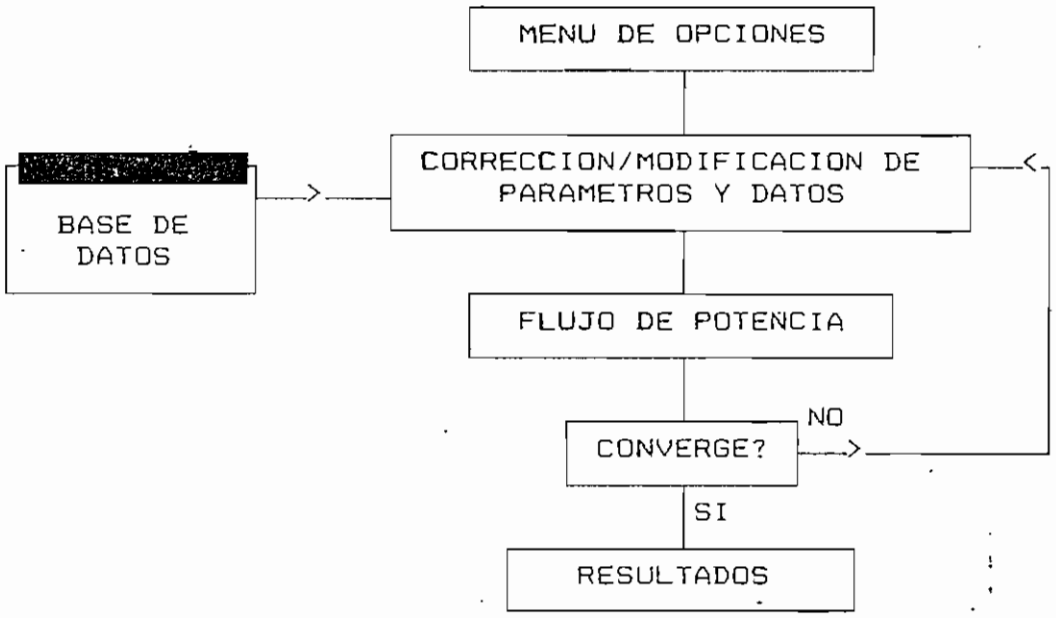


Figura 5.4 Flujo de potencia

5.2.2 Programas

5.2.2.1 Formador del flujo de potencia

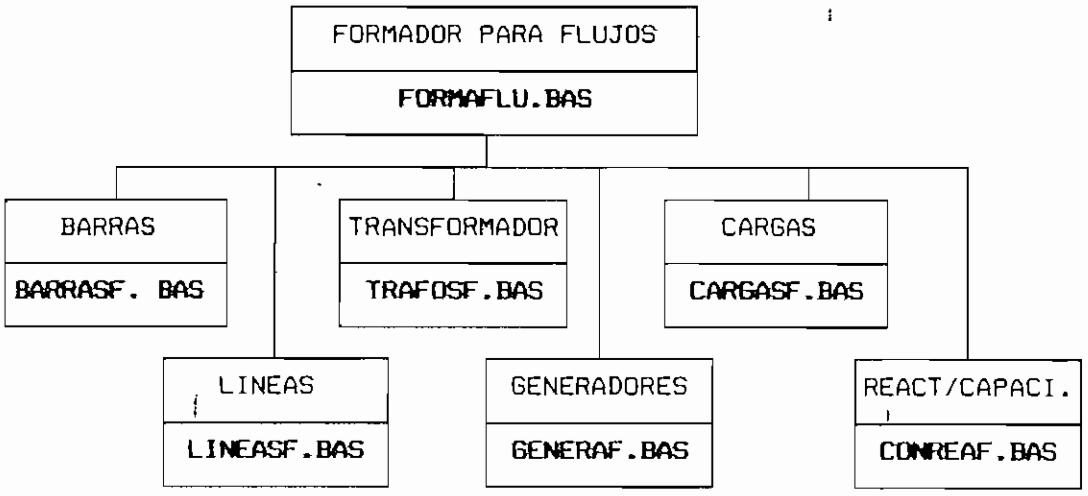


Figura 5.5 Formador para flujos

5.2.2.2 Ejecución del flujo de potencia

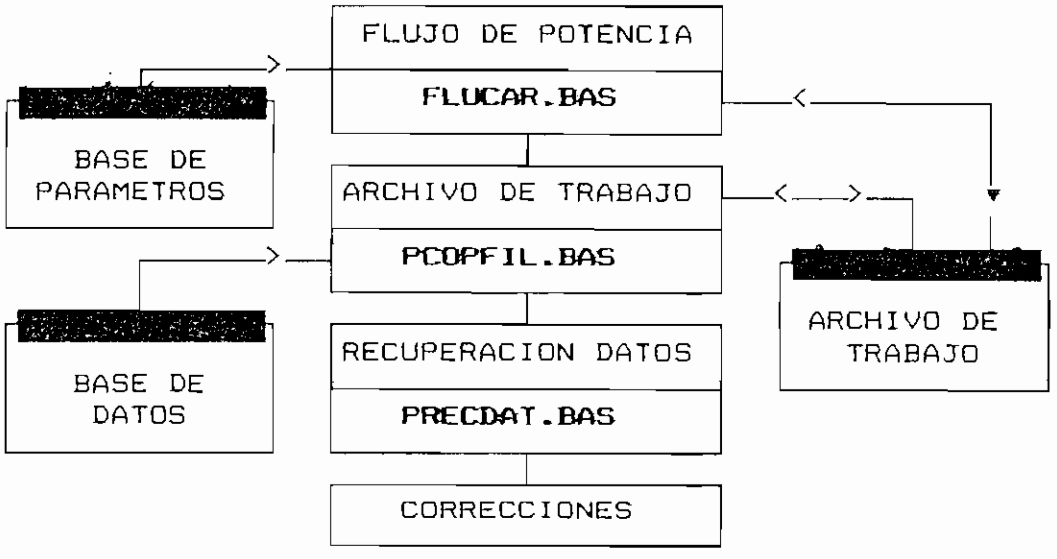


Figura 5.6 Proceso de ejecución del flujo de potencia

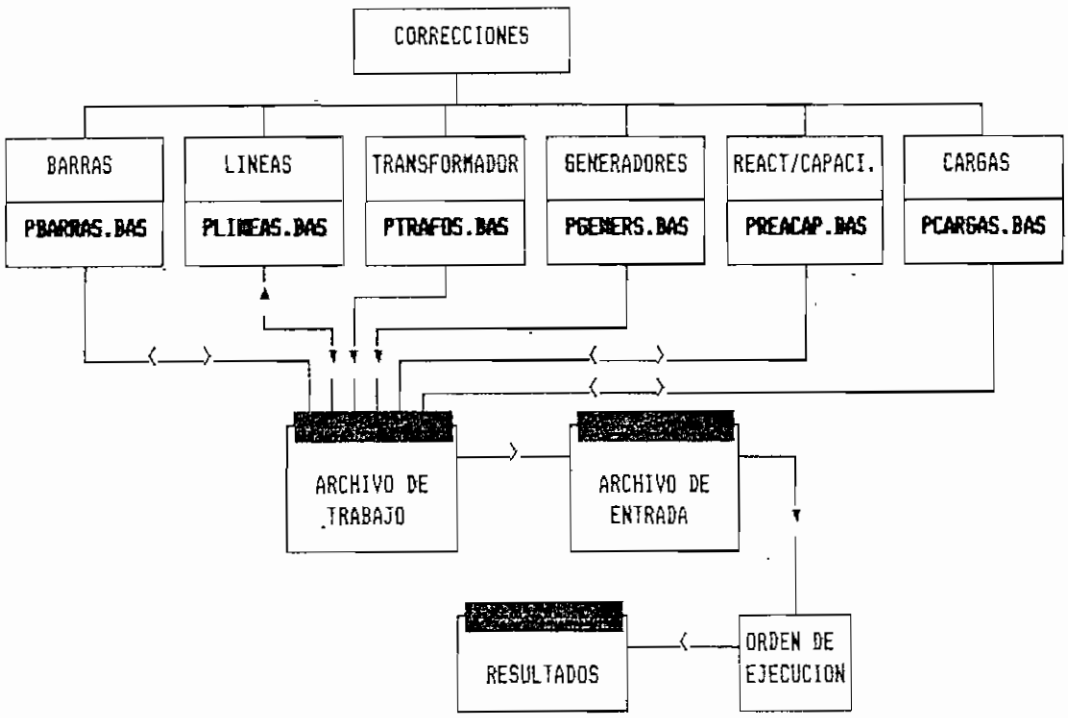


Figura 5.7 Corrección, archivo de trabajo y resultados

CAPITULO SEXTO

PRUEBAS DEL SISTEMA

6.1 ADQUISICION DE DATOS

La característica del sistema desarrollado es que su manejo es a base de menús de opciones. De esta forma, se efectúa fácilmente la selección de la tarea a utilizarse. Una vez que se ingresa a la tarea escogida, el sistema procede a la recuperación de claves y parámetros de los archivos de configuración antes del ingreso o emisión de la información a través de la pantalla.

En el manual del usuario se da una explicación del uso de los menús y qué tareas representan. En este capítulo, se presentan las pruebas del sistema, con las pantallas de trabajo de ingreso, corrección y emisión de datos, tareas explicadas en los capítulos anteriores.

6.1.1 Adquisición

Para la adquisición de los datos de medida primeramente se presenta un menú de subestaciones, de donde se seleccionará aleatoriamente la que se quiera ingresar la información, como se indica en la Pantalla 6.1.

Una vez seleccionada una subestación, se ingresan los datos, teniendo la opción de su corrección (Pantalla 6.2).

Cuando se está en la pantalla de menú de subestaciones, existe la opción de ingreo de eventos o novedades (Pantalla 6.3) y editarlos en pantalla si es del caso (Pantalla 6.4).

```
DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA          D.O.S.N.I.

RECOPILACION DE DATOS          17/02/92    17:30    DESPACHADOR


 1] SUBESTACION MOLINO                  7] CENTRAL SANTA ROSA
 2] SUBESTACION MILAGRO                 8] CENTRAL AGOYAN
 3] SUBESTACION SANTA ROSA              9] CENTRAL PUCARA
 4] SUBESTACION PASCUALES              10] SUBESTACION TOTORAS
 5] SUBESTACION QUEVEDO                11] SUBESTACION ESMERALDAS
 6] SUBESTACION SANTO DOMINGO          12] SUBESTACION RIOBAMBA
                                       13] CENTRAL GUANGOPOLO


N] NOVEDADES
MENU ANTERIOR: [Return]                    SELECCIONE( 1- 13 ) : __
```

Pantalla 6.1 Menú de subestaciones

```
DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA          D.O.S.N.I.

SUBESTACION PASCUALES          17/02/92    18:00    DESPACHADOR


 1] VOLTAJE DE 230 KV ..... :    225
 2] VOLTAJE DE 138 KV ..... :    136
 3] GENERACION G.ZEVALLOS .... MW:    136
 4] GENERACION G.ZEVALLOS .. MVAR:    85
 6] VOLTAJE 138 KV SALITRAL .... :    135
 7] VOLTAJE  69 KV SALITRAL .... :    68.5
 8] FLUJO TRAFO SALITRAL ..... MW:   -40
 9] FLUJO TRAFO SALITRAL ... MVAR:   -50

10] REACTORs  PASCUALES .... Mvar:    0
11] CAPACITORs SALITRAL .... Mvar:    12


DESEA CORREGIR (S o N): S     NUMERO DEL DATO= 9
```

Pantalla 6.2 Ingreso de datos de medida

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA	D.O.S.N.I.		
RECOPILACION DE NOVEDADES DEL S.N.I	17/02/92	18:00	DESPACHADOR

HORA (hh:mm) = 18:20

1] UNIDAD #2 DE CENTRAL PUCARA ENTRA EN OPERACION

2]

3]

CORREGIR(S o N) :

MENU ANTERIOR.....[Return]
NOV. EN PANTALLA ..... [P]
CORREGIR NOVEDADES.... [C]

Pantalla 6.3 Menú para ingreso de eventos

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.	03-16-1992	06:58:52
NOVEDADES DEL DESPACHADOR	INGRESO DE DATOS	

00:09 SE CONECTA RCW EN S/E QUEVEDO.
00:20 SE CONECTA RCW EN S/E STO DOMINGO.
00:24 U1 DE C. PAUTE SALE DEL PARALELO.
02:03 SE ABRE L/T MILAGRO-MACHALA 1.POR ALTO VOLTAJE EN EL SNI.
02:13 SE ABRE L/T MILAGRO-MACHALA 2.POR ALTO VOLTAJE EN EL SNI.
02:18 TG1 DE C.T. STA ROSA SALE DEL PARALELO.
02:20 TG3 DE C.T. STA ROSA SALE DEL PARALELO.
02:35 TG2 DE C.T. STA ROSA DE GENERADOR A COMPENSADOR.
06:13 SE CIERRA L/T MILAGRO-MACAHALA 1.
06:15 TG1 DE C.T. STA ROSA EN PARALELO.
06:22 TG2 DE C.T. STA ROSA DE COMPENSADOR A GENERADOR.
06:31 U3 DE C. PAUTE EN PARALELO.
06:34 TG3 DE C.T. STA ROSA EN PARALELO.
06:35 SE DESCONECTAN RCX-RCW EN S/E STA ROSA.
06:44 SE DESCONECTA RCW EN S/E STO DOMINGO.
06:50 TERMICA QUITO EN PARALELO CON 3 GRUPOS
07:23 SE CONECTAN REACTORES EN S/E SANTA ROSA

Pantalla 6.4 Edición de eventos

6.1.2 Corrección

Para la corrección de los datos de medida se utiliza el mismo procedimiento de la adquisición, editando en pantalla los datos a ser modificados, de la subestación y de la hora especificados (Pantalla 6.5).

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA	D.O.S.N.I.		
SUBESTACION MOLINO	17/02/92	18:00	DESPACHADOR

1] GENERACION C. PAUTE ..... MW : 450
2] GENERACION C. PAUTE ... MVAR : 105
3] VOLTAJE S/E MOLINO 230KV: 241
4] VOLTAJE S/E MOLINO 138KV: 142
5] NIVEL DEL EMBALSE .. s.s.n.m.: 1960.45

7] UNIDADES/LINEA C. PAUTE .... : 5
8] REACTORs EN LINEA ..... Mvar: 0

DESEA CORREGIR (S o N): S NUMERO DEL DATO= 5

Pantalla 6.5 Corrección de datos

Pueden existir varios datos faltantes y que el Operador desea saber cuáles son. Ubicado en la pantalla 6.5 es posible solicitar dicha información, la cual es emitida en la modalidad de consulta (Pantalla 6.5).

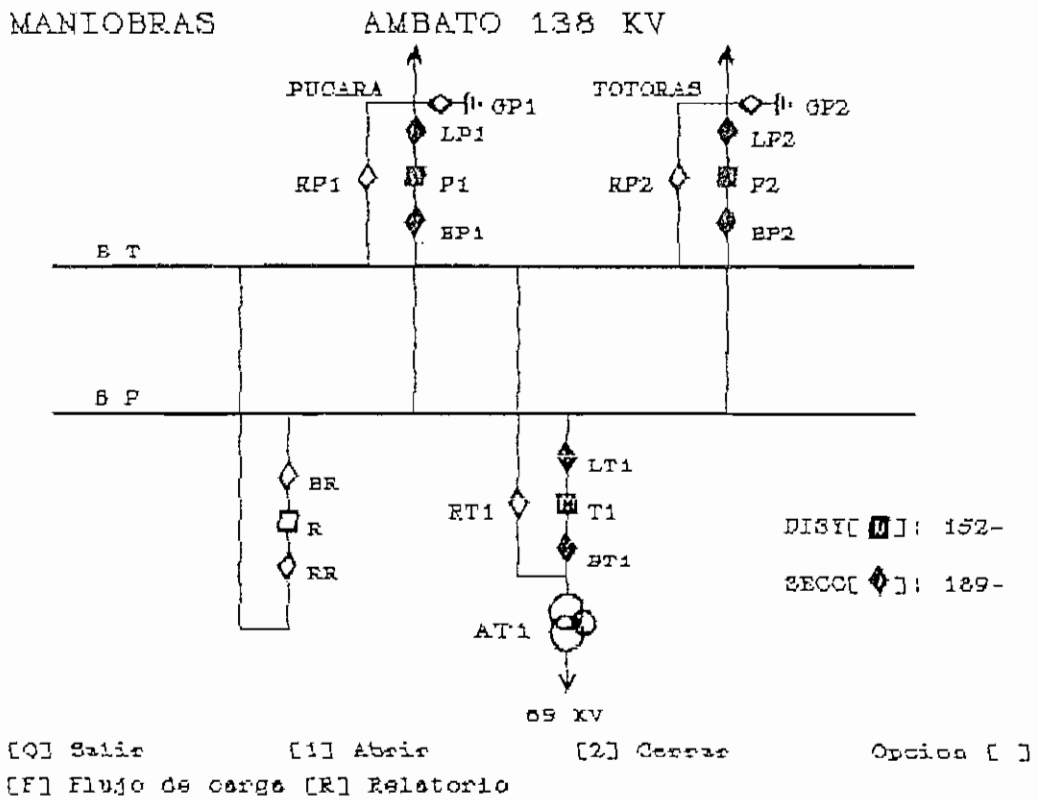
DATOS QUE FALTAN POR INGRESAR			DESPACHADOR
FECHA	HORA	SUBESTACION O CENTRAL	DATO
17/02/92	18:00	SUBESTACION MILAGRO	VOLTAJE DE 138 KV ..... :
17/02/92	18:00	CENTRAL AGOYAN	NIVEL DEL EMBALSE .. s.s.n.m.:
17/02/92	18:00	SUBESTACION ESMERALDAS	GENERACION C. ESMERALDAS... MV
17/02/92	18:00	CENTRAL GUANGOPOLO	GENERACION ..... MW:
17/02/92	18:00	CENTRAL GUANGOPOLO	GENERACION ..... MVAR:
17/02/92	18:00	SUBESTACION SANTA ROSA	REACTORs EN LINEA ..... Mvar:

Pantalla 6.6 Emisión de datos faltantes

6.1.3 Maniobras

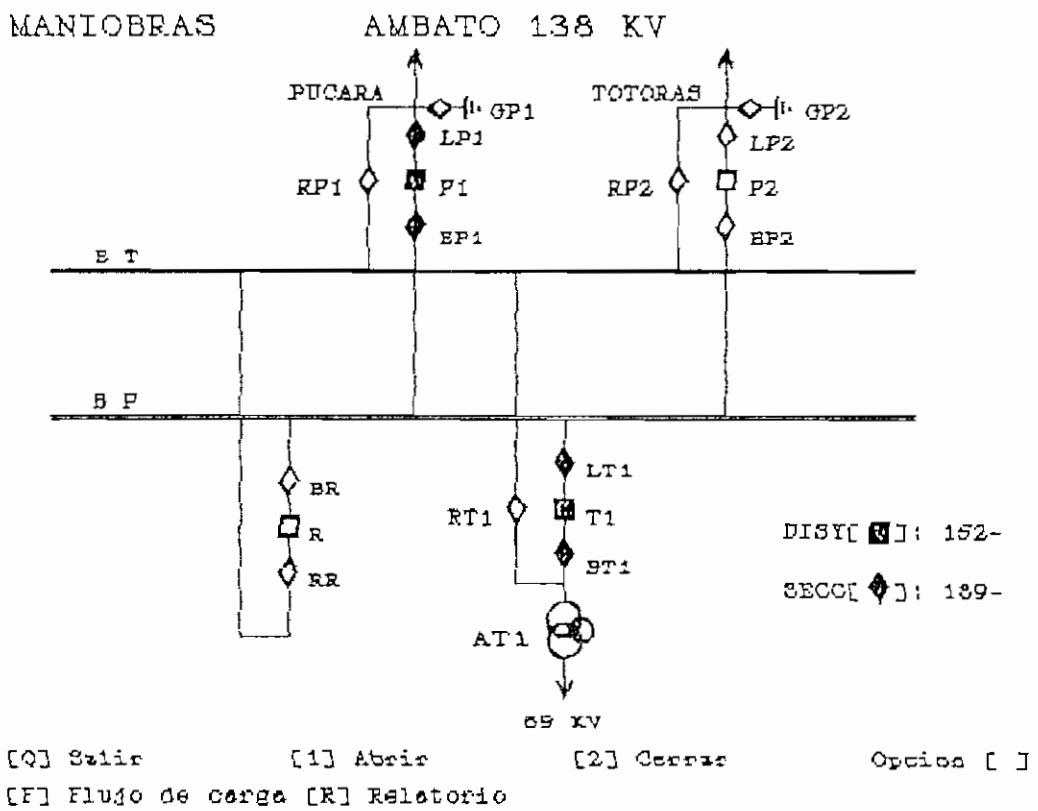
Existen menús por cada nivel de voltaje del SNI. Los voltajes existentes son 230, 138, 69, 46 y 34.5 KV. Cada nivel de voltaje o patio en una subestación está compuesto de varias posiciones, las cuales son las que contienen los elementos de corte (disyuntores y seccionadores). En estos dispositivos se realiza el cambio de estado y por consiguiente la variación en la topología de la red.

Por ejemplo en el menú de 138 KV si se selecciona la subestación (S/E) Ambato, se tiene el siguiente despliegue (Pantalla 6.7):



Pantalla 6.7 Despliegue de maniobras S/E Ambato

Si se efectúan maniobras en la S/E indicada, en la posición de la línea (L/T) Totoras, abriendo el disyuntor y seccionadores adyacentes a él, se puede visualizar las modificaciones (Pantalla 6.8).



Pantalla 6.8 Cambio de estado

6.1.4 Consulta

La tarea de consulta y mantenimiento de la base de datos, en su segunda opción, puede emitir información de los días pasados. En este caso, se debe seleccionar la tabla de la base de datos respectiva y luego, ingresar la fecha deseada. El resultado final de este proceso se indica en la siguiente pantalla.

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.

CONSULTA/CORRECCION DE DATOS ARCHIVADOS

1] DATOS DE ENTREGAS
2] DATOS DE VOLTAJES
3] DATOS DE GENERACION/CENTRALES
4] DATOS DE FLUJOS/ELEMENTOS
5] DATOS DE EMBALSES
6] DATOS DE LECTURAS/MEDIDORES
7] DATOS DE PRODUCCION/CENTRALES
8] DATOS DE CONDENSADORES/REACTORES

MENU ANTERIOR[Return]

SELECCIONE (1-9):

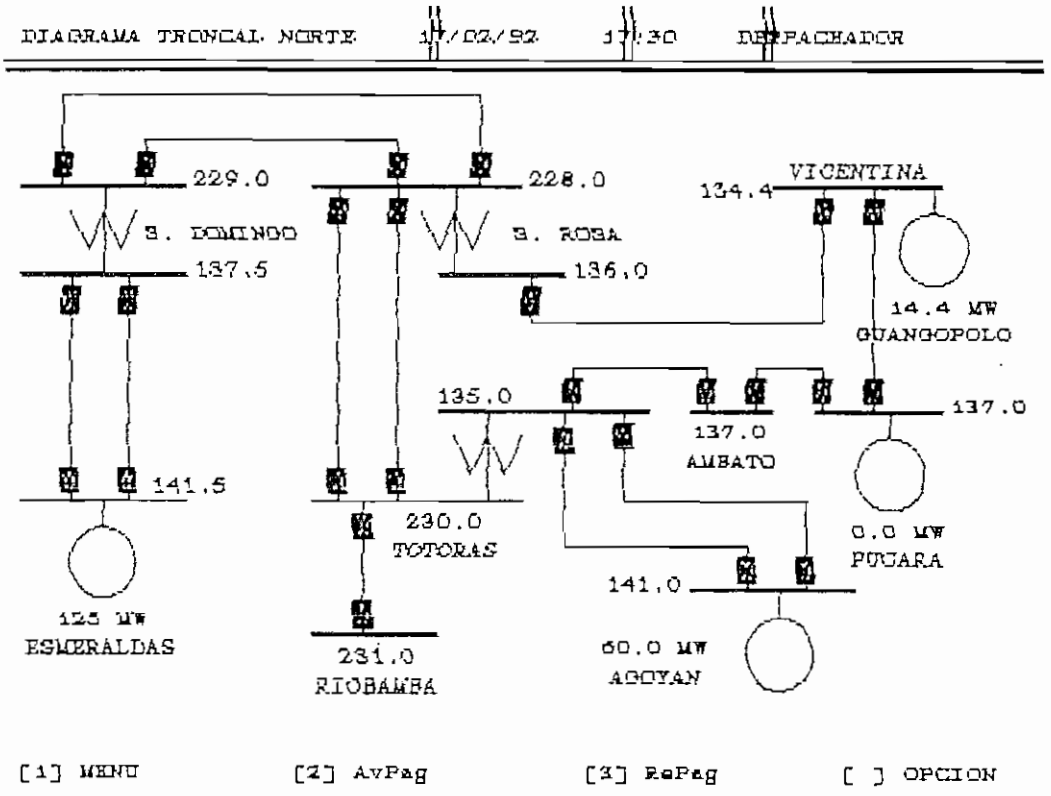
Pantalla 6.9 Consulta de la base de datos

6.2 DESPLIEGUES

Considerando en esta opción a los despliegues unifilares y tabulares y los reportes, son los medios que permiten al operador visualizar rápidamente el comportamiento del sistema y tener más criterios para emitir las disposiciones adecuadas.

Estas tareas fueron explicadas ampliamente tanto en los requerimientos, capítulo tres, y en la explicación de lo desarrollado, capítulo cuatro, por lo que en esta ocasión se presentan las pantallas resultantes de todo este proceso.

En la pantalla 6.10 se presenta un despliegue unifilar zonal, con los últimos datos adquiridos. De igual manera, con un criterio tabular se puede visualizar en la pantalla 6.11. Por último, en la pantalla 6.12 se puede ver un reporte típico de las centrales de generación de INECEL.



Pantalla 6.10 Despliegue unifilar zonal de supervisión

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA	D.O.S.N.I.		
Voltajes 230/138 KV	17/02/92	18:00	DESPACHADOR

SUBESTACION	VOLTAJES 230	VOLTAJES 138	REACTORES MVAR	CAPACITORES MVAR
MOLINO	241.0	142.0	0	
MILAGRO	226.0	140.0		
PASCUALES	225.0	136.0	0	
QUEVEDO	231.0	138.0	0	
S. DOMINGO	232.0	137.5	0	
S. ROSA	229.0	138.0	0	
TOTORAS	234.0	135.0		
RIOBAMBA	235.0			
SALITRAL		135.0		12
POLICENTRO		133.0		

[1]MENU [2]AvPag [3]RePag [ ]OPCION

Pantalla 6.11 Despliegue tabular de supervisión

GENERACION DE CENTRALES DE INECEL

HORA	PAUTE	AGOYAN		PUCAR	G.ZEVA	S.ROSA	GUANG	ESMER	TOTAL
	Mw	MW	N.Embal	Mw	Mw	Mw	Mw	Mw	Mw
00:00	156.0	78.0	1649.01	0.0	136.0	45.0	0.0	126.0	541.0
01:00	49.0	70.0	1649.10	0.0	136.0	45.0	0.0	126.0	426.0
03:00	43.0	70.0	1649.49	0.0	136.0	0.0	0.0	126.0	375.0
05:00	40.0	70.0	1649.79	0.0	136.0	0.0	0.0	126.0	372.0
06:00	91.0	70.0	1650.19	0.0	136.0	0.0	0.0	127.0	424.0
07:00	92.0	78.0	1650.46	0.0	136.0	45.0	12.0	127.0	490.0
08:00	60.0	78.0	1650.61	0.0	136.0	30.0	14.4	126.0	444.4
09:00	148.0	78.0	1650.67	0.0	136.0	45.0	14.4	126.0	547.4
10:00	174.0	78.0	1650.64	0.0	136.0	45.0	14.4	120.0	567.4
11:00	162.0	78.0	1650.61	0.0	136.0	45.0	14.4	124.0	559.4
12:00	144.0	78.0	1650.49	0.0	136.0	45.0	14.4	124.0	541.4
13:00	144.0	78.0	1650.43	0.0	136.0	45.0	14.4	123.0	540.4
14:00	207.0	78.0	1650.28	0.0	136.0	45.0	14.4	123.0	603.4
15:00	234.0	78.0	1650.10	0.0	136.0	45.0	14.4	123.0	630.4
16:00	264.0	60.0	1649.94	0.0	136.0	45.0	14.4	123.0	642.4
17:00	271.0	60.0	1650.13	0.0	136.0	45.0	14.4	123.0	649.4
18:00	450.0	156.0	1650.25	0.0	136.0	45.0	14.4	125.0	867.0

Pantalla 6.12 Reporte de generación de INECEL

6.3 FUNCIONES DE APLICACION

6.3.1 Pre-despacho

Para efectuar el pre-despacho primero se recupera los datos de la base, de la fecha que se desee. Acto seguido se puede realizar una depuración o corrección de esta información a través de varias modalidades: reemplazo, suma, multiplicación/división, etc.. Esta parte inicial del proceso, está expresado en las pantallas 6.13, 6.14 y 6.15.

Con la información correjida, si es del caso, se realiza el pre-despacho, en base a los lineamientos previos explicados en el capítulo cuatro. Este proceso es iterativo hasta que se considere que la distribución es la más adecuada. En la pantalla 6.16 se emite un reporte del pre-despacho el cual puede ser en pantalla o impreso.

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.

DATOS PARA PRE-DESPACHO DE CARGA

R] RECUPERAR DATOS DE TABLAS

I] INGRESO MANUAL DE DATOS

C] CORRECCION/VERIFICACION DE DATOS

M] MULTIPLICACION POR FACTOR

S] SUMA/RESTA DE VALOR A DATOS

P] IMPRIMIR DATOS DE ENTREGAS

A] MENU ANTERIOR

SELECCIONE (R-I-C-M-S-P-A):

Pantalla 6.13 Recuperación de datos para pre-despacho

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I. | 17/02/92 | LUNES

SELECCION DE ENTREGAS | CORRECCION DE DATOS

1] A EEQ-S/E S. ROSA-TRAFO 46
2] A EEQ-S/E S. ROSA-S. ALEGRE 1
3] A EEQ-S/E VICENTINA
4] A EEQ-S/E S. ROSA-PAPALLACTA
5] A EMELEC-S/E PASCUALES
6] A EMELEC-S/E POLICENTRO
7] A EMELEC-S/E SALITRAL
8] A AMBATO - S/E AMBATO
9] A AMBATO - S/E TOTORAS
10] A ELEPCOSA - S/E AMBATO
11] A RIOBAMBA - S/E RIOBAMBA
12] A EMELRO - S/E RIOBAMBA
13] A EMELSUR - S/E PASCUALES
14] A EMELGUR - S/E QUEVEDO
15] A S. ELENA - S/E S. ELENA
16] A S. ELENA - S/E POSORJA
17] A CENTRO SUR - S/E CUENCA
18] A EMELNORTE - S/E IBARRA
19] A E.E.R. SUR - S/E LOJA
20] A E. MILAGRO - S/E MILAGRO
21] A EMELRIOS - S/E MILAGRO
22] A EMELORO - S/E MACHALA
23] A EMELESA - S/E ESMERALDAS
24] A S. DOMINGO - S/E S. DOMINGO
25] A EMELMANABI - S/E PORTOVIEJO

[M] Menu Anterior
[Return para continuar] SELECCIONE(1 - 25) :

Pantalla 6.14 Menú de entregas de datos para pre-despacho

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.T. | 17/02/92 | LUNES

A EEQ-S/E S. ROSA-S. ALEGRE 1 | CORRECCION DE DATOS

1] ENTREGA(00:00) =	28.0	13] ENTREGA(14:00) =	44.0
2] ENTREGA(01:00) =	20.0	14] ENTREGA(15:00) =	27.0
3] ENTREGA(03:00) =	12.0	15] ENTREGA(16:00) =	49.0
4] ENTREGA(05:00) =	10.0	16] ENTREGA(17:00) =	46.0
5] ENTREGA(06:00) =	25.0	17] ENTREGA(18:00) =	35.0
6] ENTREGA(07:00) =	48.0	18] ENTREGA(18:30) =	16.0
7] ENTREGA(08:00) =	32.0	19] ENTREGA(19:00) =	21.0
8] ENTREGA(09:00) =	32.0	20] ENTREGA(19:30) =	21.0
9] ENTREGA(10:00) =	34.0	21] ENTREGA(20:00) =	22.0
10] ENTREGA(11:00) =	32.0	22] ENTREGA(21:00) =	41.0
11] ENTREGA(12:00) =	35.0	23] ENTREGA(22:00) =	38.0
12] ENTREGA(13:00) =	42.0	24] ENTREGA(23:00) =	41.0
		25] ENTREGA(24:00) =	32.0

ENERGIA(MWH)= 737 CORREGIR (S o N) :

Pantalla 6.15 Modificación de datos de entregas

DIA : LUNES FECHA : 17/02/92

.....PREDESPACHO DE CENTRALES DE INECEL.....

HORAS	PAUTE	AGOYAN	PUCARA	GZEVAL	S.ROSA	GUANG.	ESMERL	TOTAL	TRX/SAL
00:00	208.6	0.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	464.6	67.0
01:00	94.1	0.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	350.1	92.0
03:00	50.2	0.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	306.2	86.0
05:00	31.1	0.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	287.1	78.0
06:00	58.9	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	344.9	91.0
07:00	141.8	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	427.8	99.0
08:00	148.1	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	434.1	83.0
09:00	174.7	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	460.7	96.0
10:00	201.4	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	487.4	96.0
11:00	212.2	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	498.2	90.0
12:00	216.4	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	502.4	76.0
13:00	238.8	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	524.8	66.0
14:00	214.7	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	500.7	86.0
15:00	163.1	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	449.1	91.0
16:00	181.1	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	467.1	94.0
17:00	184.6	30.0	0.0	136.0	0.0	14.4	120.0	485.0	110.0
18:00	125.6	78.0	0.0	136.0	0.0	14.4	120.0	474.0	124.0
18:30	163.9	78.0	0.0	136.0	45.0	14.4	120.0	557.3	77.0
19:00	349.4	78.0	0.0	136.0	45.0	14.4	120.0	742.8	36.0
19:30	392.2	78.0	0.0	136.0	45.0	14.4	120.0	785.6	36.0
20:00	385.2	78.0	0.0	136.0	45.0	14.4	120.0	778.6	25.0
21:00	374.6	78.0	0.0	136.0	45.0	14.4	120.0	768.0	24.0
22:00	333.5	30.0	0.0	136.0	45.0	14.4	120.0	678.9	30.0
23:00	228.2	30.0	0.0	136.0	45.0	0.0	120.0	559.2	53.0
24:00	180.6	30.0	0.0	136.0	0.0	0.0	120.0	466.6	72.0
TOTAL	4280.3	762.0	0.0	3264.0	225.0	86.4	2880.0	11497.7	

NOTAS :

1] UNIDAD 1 DE C.AGOYAN FUERA DE LINEA LAS 24 HORAS
2] SEGUIR PROGRAMA DE GENERACION TERMICA
3] CONTROLAR ENTREGA DE ENERGIA PARA LAS EMPRESAS.
4] CAUDAL SERA DE 40 METROS CUBICOS.

Pantalla 6.16 Resultados de pre-despacho

6.3.2 Flujo de potencia

Usando el mismo criterio para el pre-despacho, primeramente se recupera los datos de la base del día y hora que se quiera simular el flujo. Además, también se recupera la topología de la red configurada expresamente para esta aplicación. Al respecto, ver pantalla 6.17.

En segundo lugar, se puede efectuar una depuración de

la información recopilada y la modificación de la topología, de acuerdo a las condiciones operativas iniciales, que se establezcan, para entrada del flujo (pantalla 6.18). Una vez efectuado el flujo se emite un mensaje alertando al Operador de que el flujo convergió o no.

Los resultados se visualizan ya sea en despliegues unifilares (pantalla 6.19) o tabulares (pantalla 6.20).

```
DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.‖ FLUJO DE POTENCIA
═══════════════════════════════════════════════════════════════
FLUJO DE POTENCIA                              ‖ MENU DE OPCIONES
═══════════════════════════════════════════════════════════════

 1] RECUPERAR DATOS PARA FLUJO
 2] DATOS DE BARRAS
 3] DATOS DE LINEAS
 4] DATOS DE CARGAS
 5] DATOS DE GENERACIONES
 6] DATOS DE TRANSFORMADORES
 7] DATOS DE CAPACITORES/REACTORES
 8] CORRER FLUJO DE CARGA
 9] RESULTADOS EN D. TABULARES
10] RESULTADOS EN D. UNIFILARES
11] P. BASE,ANG. B/OSC,TOLERANCIA
12] MENU ANTERIOR

   SELECCIONAR(1-12):
```

Pantalla 6.17 Menú para el flujo de potencia

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I. | FLUJO DE POTENCIA

DATOS DE BARRAS(Kv) | CORRECCION/VERIFICACION

NOMBRE: SUBESTACION SANTA ROSA 230 KV

ABREV.: S. ROSA 230

CODIGO: SR2

1) BARRA OSCILANTE(S/N).....: N

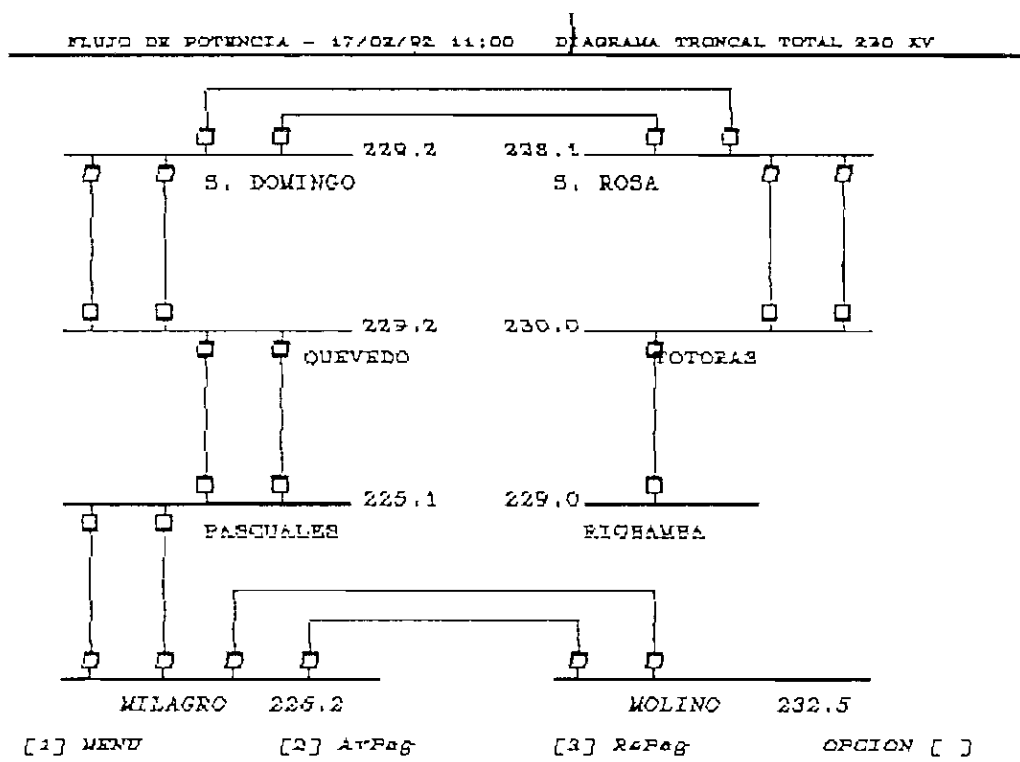
2) TOMA DATO DE VOLTAJE(S/N : S

3) VOLTAJE DE BARRA(KV).....: 229.00

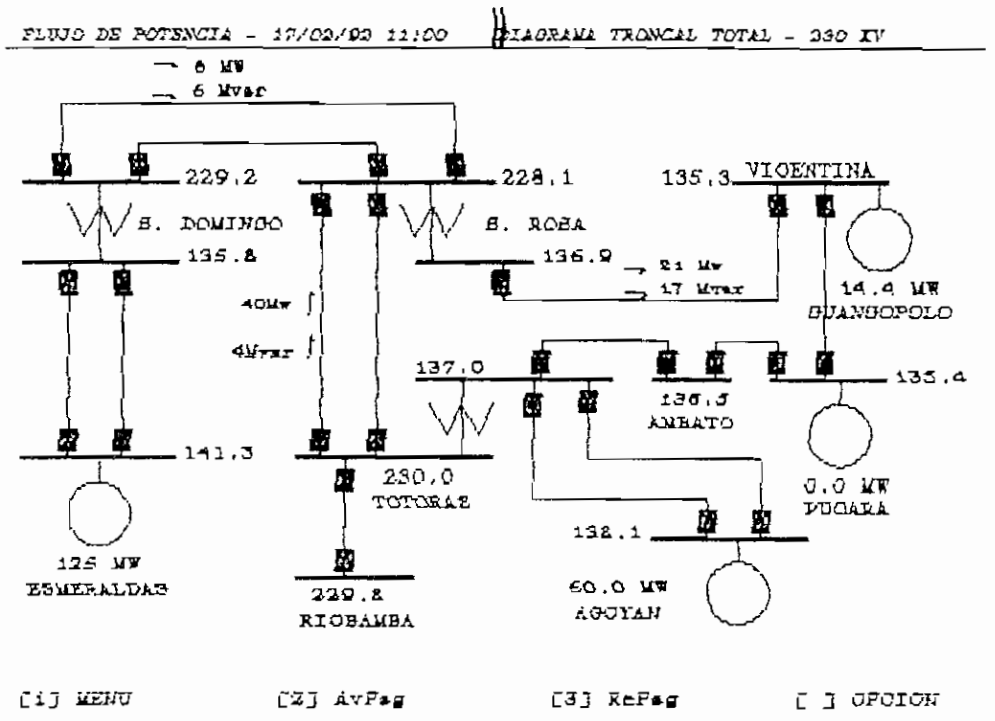
4) BARRA CONECTADA(S/N).....: S

CORREGIR(S/N):

Pantalla 6.18 Corrección de datos para el flujo



Pantalla 6.19 Resultados del flujo en despliegue unifilar de la red troncal de 230 KV



Pantalla 6.20 Resultados del flujo en despliegue unifilar de la zona norte

PRUEBA #1 - 12/02/92 11:00 | VOLTAJE SUBESTACIONES 230 KV

SUBESTACION	VOLTAJE 230 KV		VOLTAJE 138 KV		VOLTAJE 69/46 KV	
SANTA ROSA	228.1	229.0	138.9	141.0	45.8	46.0
SANTO DOMINGO	229.2	229.5	135.8	137.5	67.6	68.8
TOTORAS	230.0	229.0	137.0	135.0	66.6	68.0
RIOBAMBA	229.8	232.0			68.1	69.8
QUEVEDO	229.2	232.0	137.5	140.0	65.6	69.5
PASCUALES	225.3	225.0	129.9	132.5	66.7	70.0
MILAGRO	226.2	228.0	138.9	143.0	65.9	70.2
MOLINO	235.9	237.0	143.0	142.0		

[1]MENU [2]AvPag [3]RePag [ ]OPCION

Pantalla 6.20 Resultados del flujo en despliegue tabular

CAPITULO SIETE

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

A) La implementación de este sistema computacional, ha permitido la adquisición de información del Sistema Nacional Interconectado, de manera ordenada y sistemática, para así disponer rápidamente de los datos sobre el comportamiento del Sistema Eléctrico y tomar oportunamente las acciones de control correspondientes.

B) Posibilita la adquisición de un mayor volumen de información y en menor tiempo, situación que se hubiese convertido muy difícil con el sistema manual de adquisición anterior, donde el Operador prácticamente dedicaba todo su tiempo a recibir la información y no a analizarla.

C) El sistema le proporciona al Operador de herramientas más modernas y adecuadas. Las opciones de ayuda para emisión de la información y las dos aplicaciones enlazadas, surtirán un efecto positivo en la seguridad y economía de la operación.

D) Esta nueva forma de manejo de la información introduce al personal del Centro de Operación, en técnicas de interfaz hombre-máquina, filosofía plenamente utilizada en los modernos Centros de Control, y que en el caso del Sistema Eléctrico Ecuatoriano estará disponible en 1994.

E) El disponer la información por medios magnéticos, ha posibilitado un mejor flujo de los datos entre las diferentes dependencias de la Dirección de Operación

de INECEL, DOSNI. Se ha mejorado el control post-operativo y el manejo de estadísticas del sistema eléctrico. Esto ha permitido a los niveles jerárquicos superiores apoyarse de mejor manera en la toma de decisiones.

F) Finalmente, con el presente sistema informático se ha contribuido a mejorar la administración de la operación del SNI, proporcionando al Operador herramientas fundamentales que le permitan desempeñarse con elementos de juicio más técnicos.

7.2 RECOMENDACIONES

A) Una de las mejoras ha desarrollarse, sería un programa de pronóstico de demandas a nivel de barras de entrega, lo que permitiría administrar de mejor manera la operación de las unidades de generación y el margen de reserva en giro, con la consiguiente economía en la operación.

B) Incluir en el Sistema Básico un programa de despacho económico de generación, con la finalidad de tener una herramienta adicional de estudio, que permita decidir la combinación más económica de las unidades de generación, a nivel de país.

C) Añadir al programa de flujo de carga la simulación automática de los transformadores con tap bajo carga (LTC), ya que al momento se lo efectúa estadísticamente, ajustando el tap de acuerdo al nivel de carga del sistema.

D) Uno de los mayores avances que podría darse a este sistema, sería la inclusión de un sistema de manejo de base de datos, que posibilitaría una gran cantidad de

opciones en el manejo de la información y por consiguiente en provecho de la Dirección de Operación.

E) Para mejorar la operación del Sistema Eléctrico, existe la necesidad de desarrollar muchos otros sistemas computacionales, como él aquí presentado, por lo que se plantea que la Facultad debe propiciar que se realicen otros trabajos de tesis, que al mismo tiempo tengan un beneficio inmediato en la sociedad.

BIBLIOGRAFIA

1. Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia. Gabriel Argüello Ríos, Ing.. Instituto Ecuatoriano de Electrificación, Marzo 1991.
2. Real Time Computer Control of Power Systems. Tomas Dy Liacco. Proceedings of IEEE, vol 62, july 1974.
3. Policies for restoration of a power system, J. Gutiérrez, M. Staropolsky y A. García, IEEE Transactions on Power Ayatema, Vo. PW/RS-2, No.2, May 1987
4. Informe de resultados de operación del Sistema Eléctrico de INECEL, período: Enero-Diciembre de 1990, Febrero/1991
5. Instructivos de Operación para Despachadores de Carga, Instituto Ecuatoriano de Electrificación, Despacho de Carga, 1981
6. Sistema de información operacional, Dosni, Instituto Ecuatoriano de Electrificación, Julio/1987, varios artículos
7. Programming in basic: selected topics, Microsoft QuickBasic 4.0, 1987
8. BASIC Lenguage Reference 4.0, 1987
9. Microsoft FORTRAN Reference Manual
10. Turbo PASCAL Reference Guide, Version 5.0
11. Manual de estabilidad, Detroit Edison Co.
12. Programa fuente de flujo de potencia, EEI PROJECT RP90-3 IBM, 1978.
13. Organización de bancos de datos, A. L. Furtado y C. S. dos Santos. Editora Campus Rio de Janeiro, tercera edición, 1982
14. An introduccion to database system, segunda edición, C. J. Date, 1977.
15. Data types and structures, C. Gotlieb y L. Gotlieb, Prentice-Hall, 1978.
16. Algorithms and Data Structures, Niklaus Wirth, Prentice-Hall, 1978.

17. Procedimientos operativos para operación normal, José Medina R., Dosni, Instituto Ecuatoriano de Electrificación, 1991

18. Hojas de recopilación de datos, Despacho de Carga, Dosni, Instituto Ecuatoriano de Electrificación, 1987

19. Operación económica y planeamiento, W. F. B'RELLS, Serie P.T.I., 1979

20. Planeamiento operativo de sistemas hidrotérmicos mediante programación en redes, Julio Gómez C., Ing.. Tesis de Grado Escuela Politécnica Nacional, 1984

A P E N D I C E S

APENDICE A

DETALLE DE LA MODELACION DEL SISTEMA

A.1 INTRODUCCION

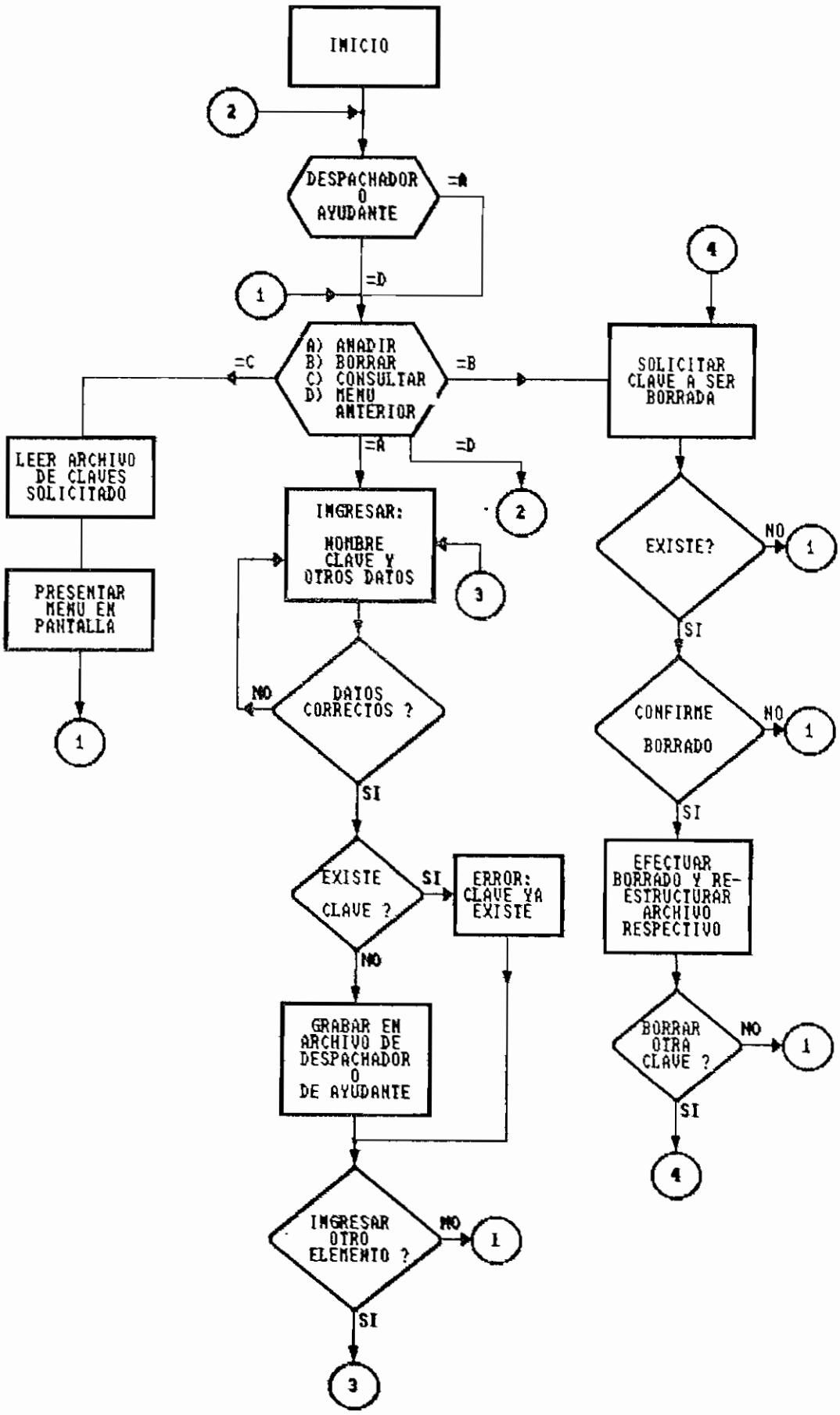
Se presentará los diagramas de flujo por grupos afines de programas, ya que su estructura de programación es básicamente la misma.

Para el entendimiento global del sistema desarrollado, se debe revisar toda la información presentada en este trabajo, por lo tanto si se lo hace por partes, es posible que no se llegue a una completa compresión.

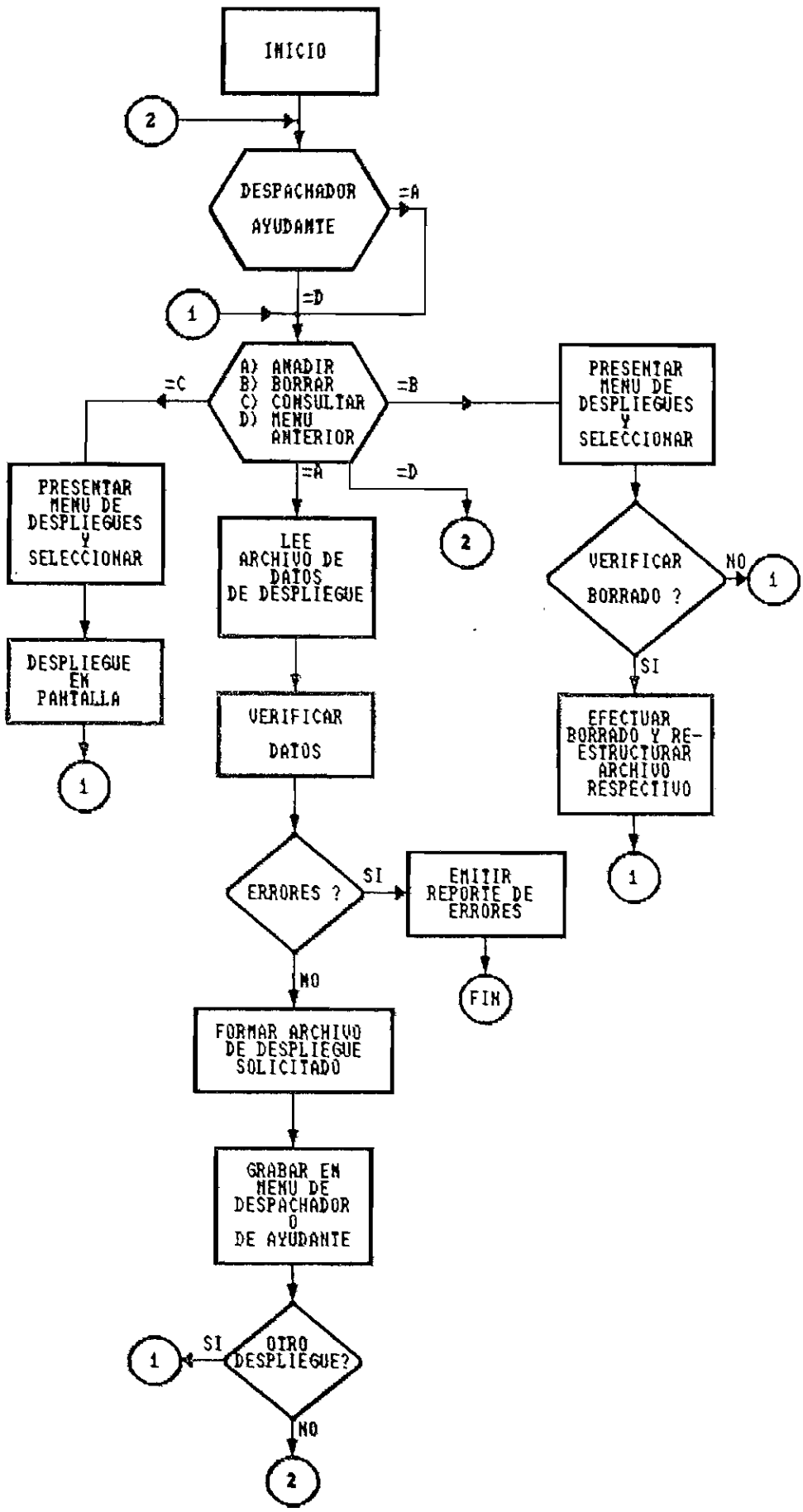
A.2 DIAGRAMAS DE FLUJO DE LOS PROGRAMAS

(Ver desde la página siguiente)

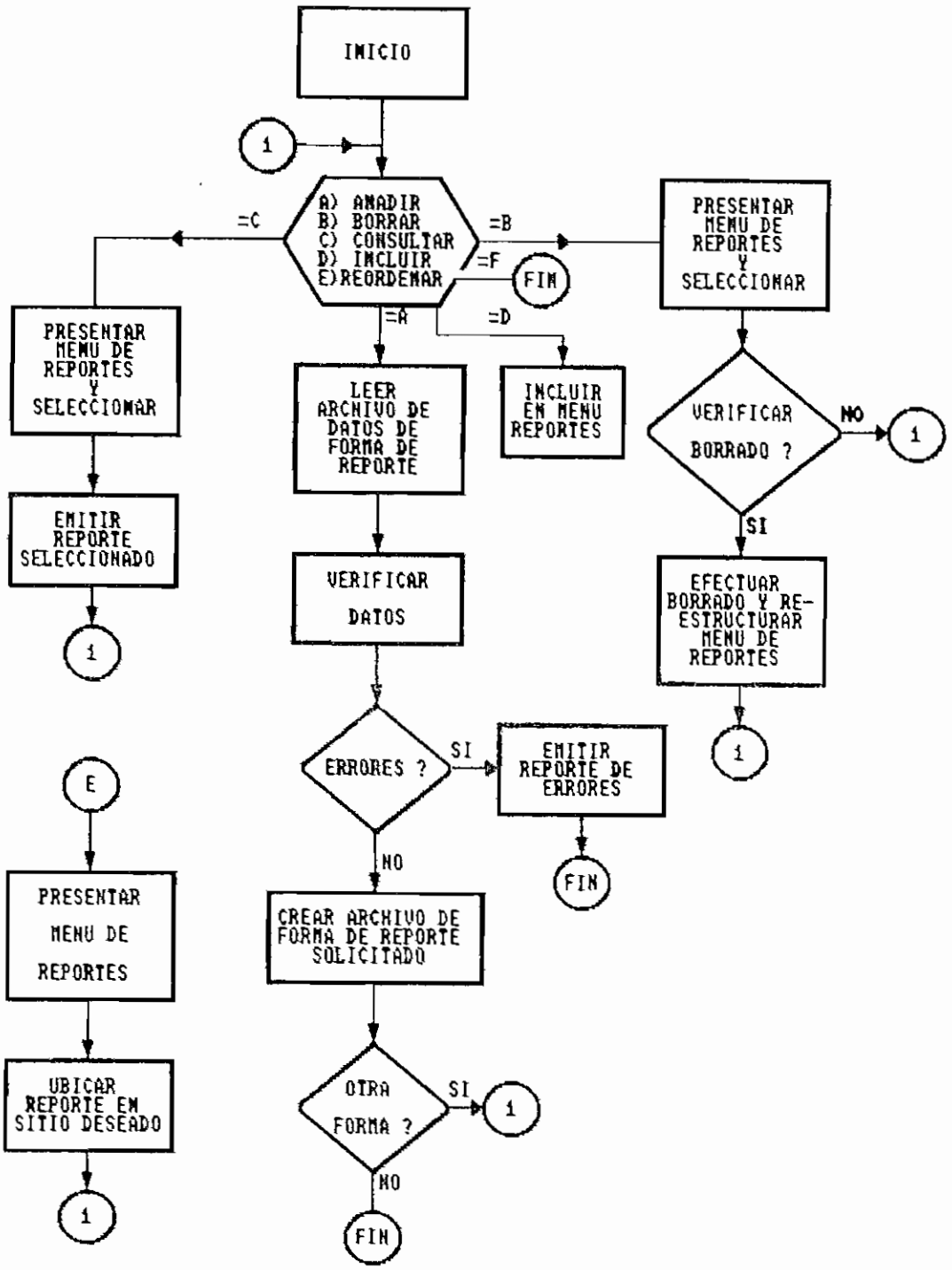
A.2.1 Formador de claves primarias



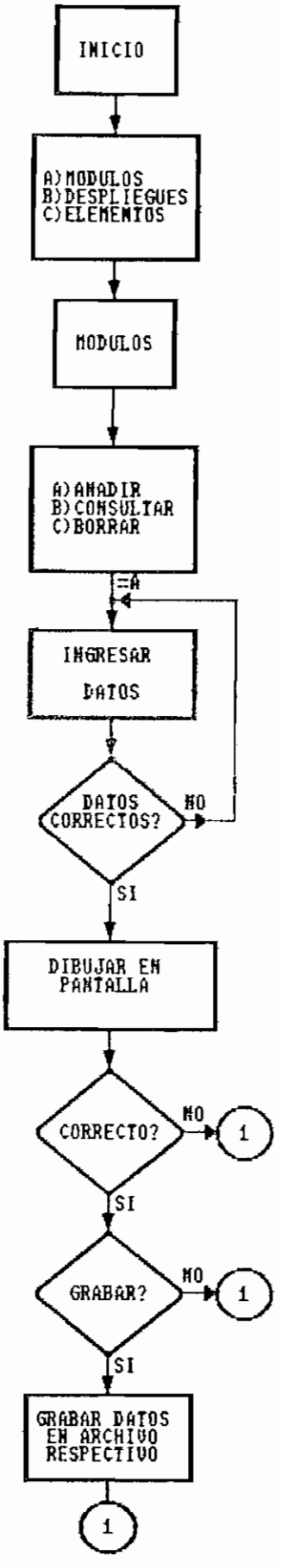
A.2.2 Formador de despliegues en pantalla



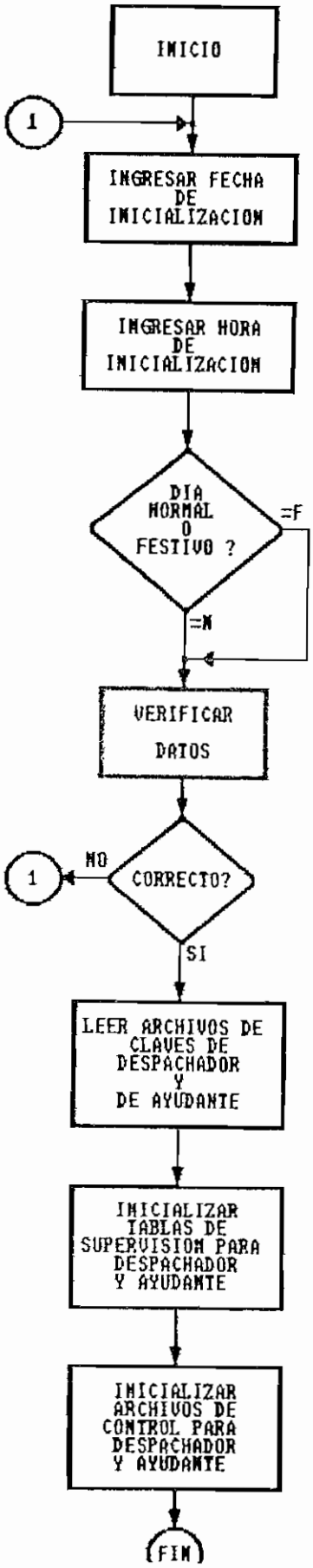
A.2.3 Formador de reportes en pantalla e impresos



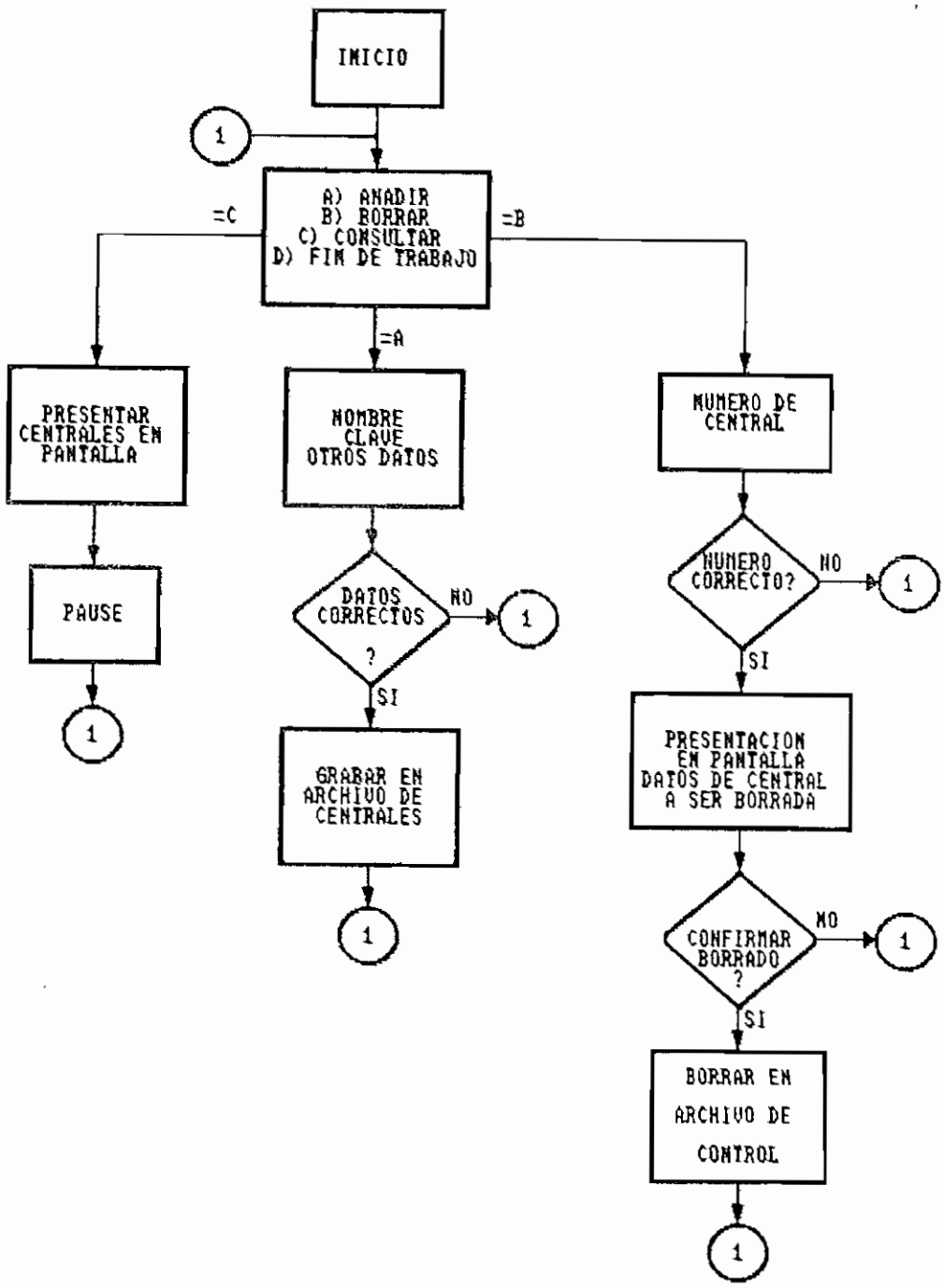
A.2.4 Formador de despliegues para maniobras



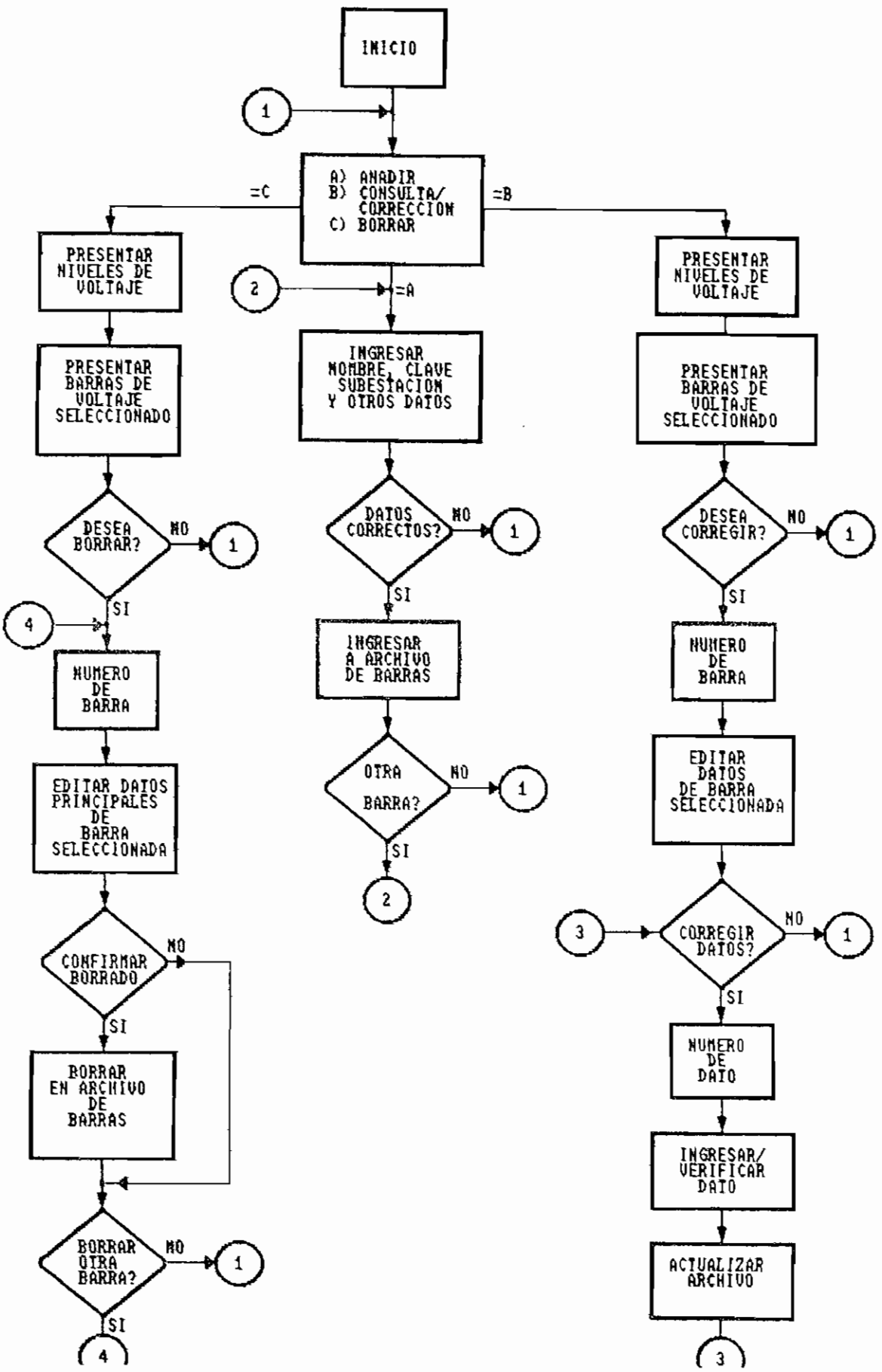
A.2.5 Inicialización/rearranque del sistema



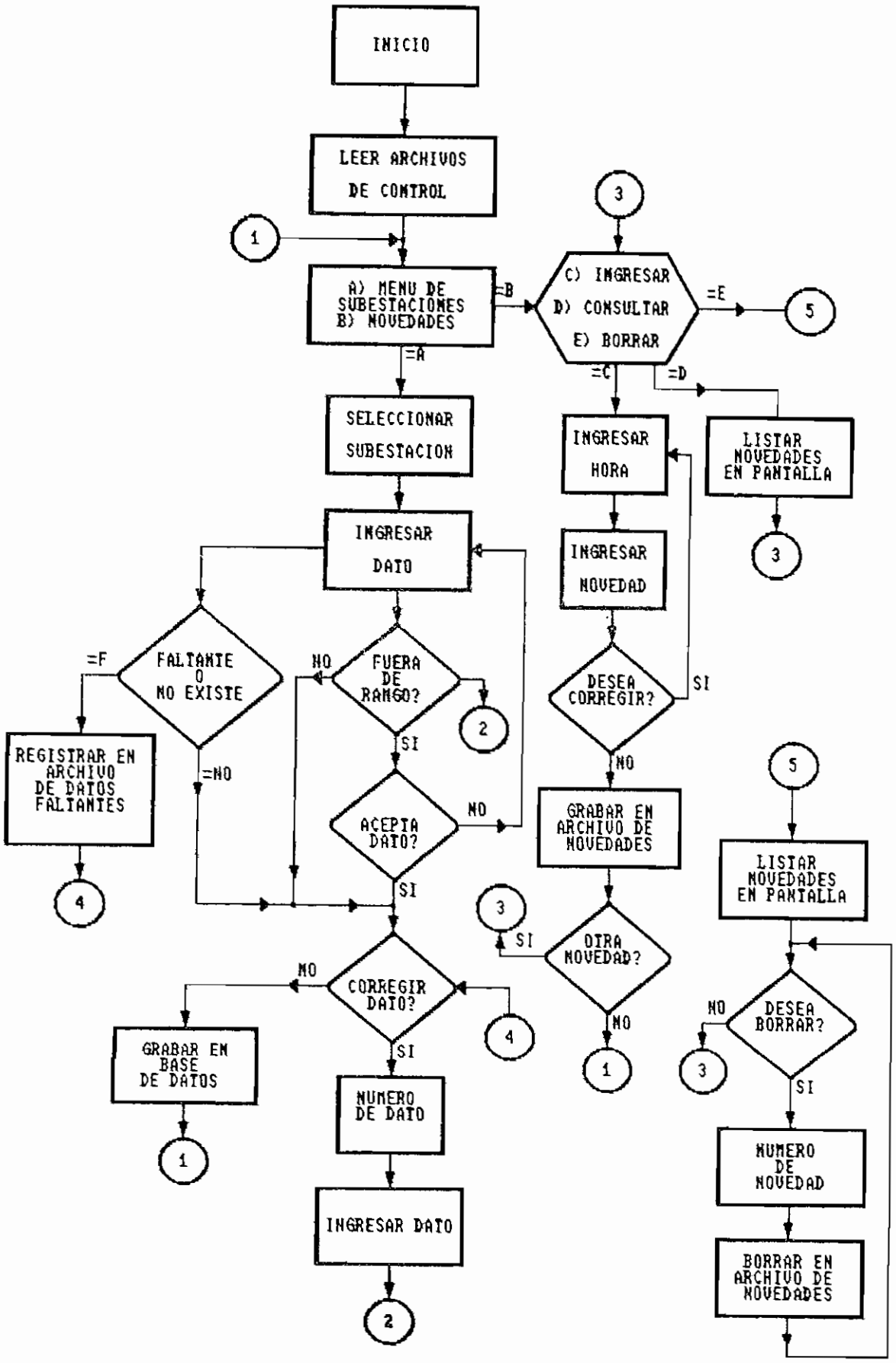
A.2.6 Formador para el pre-despacho



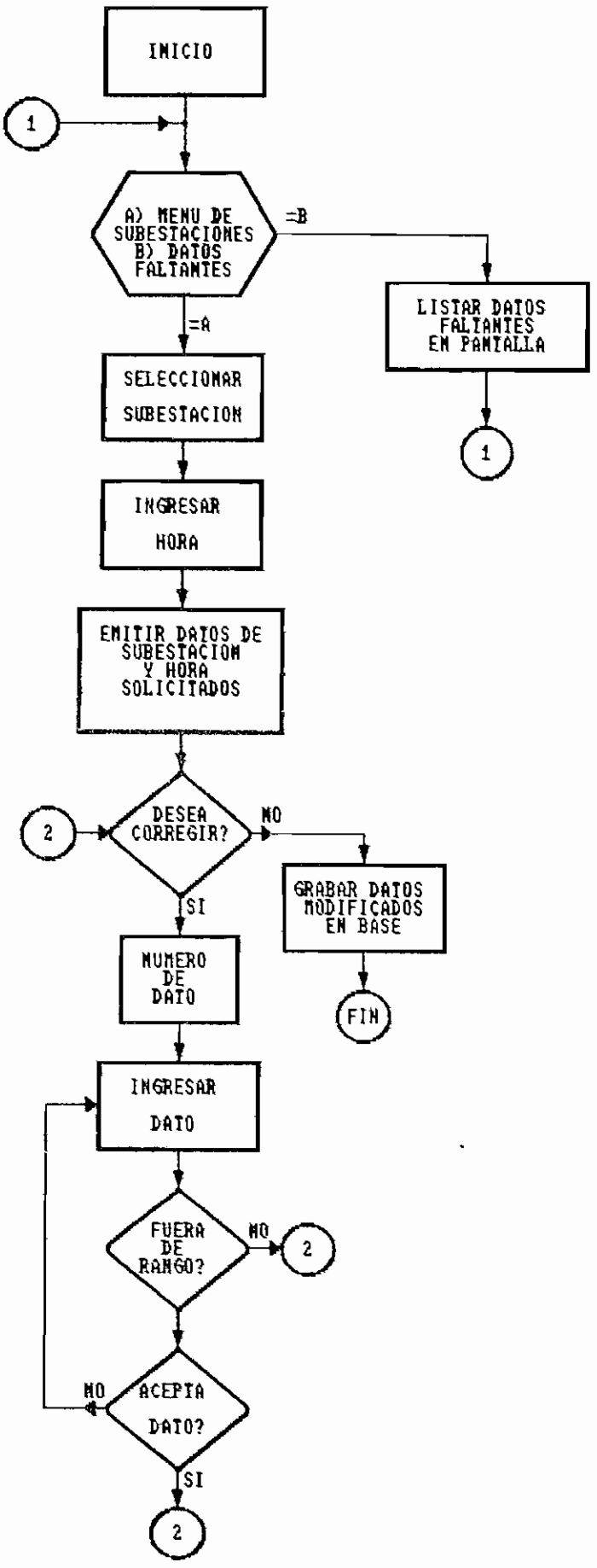
A.2.7 Formador para el flujo de carga



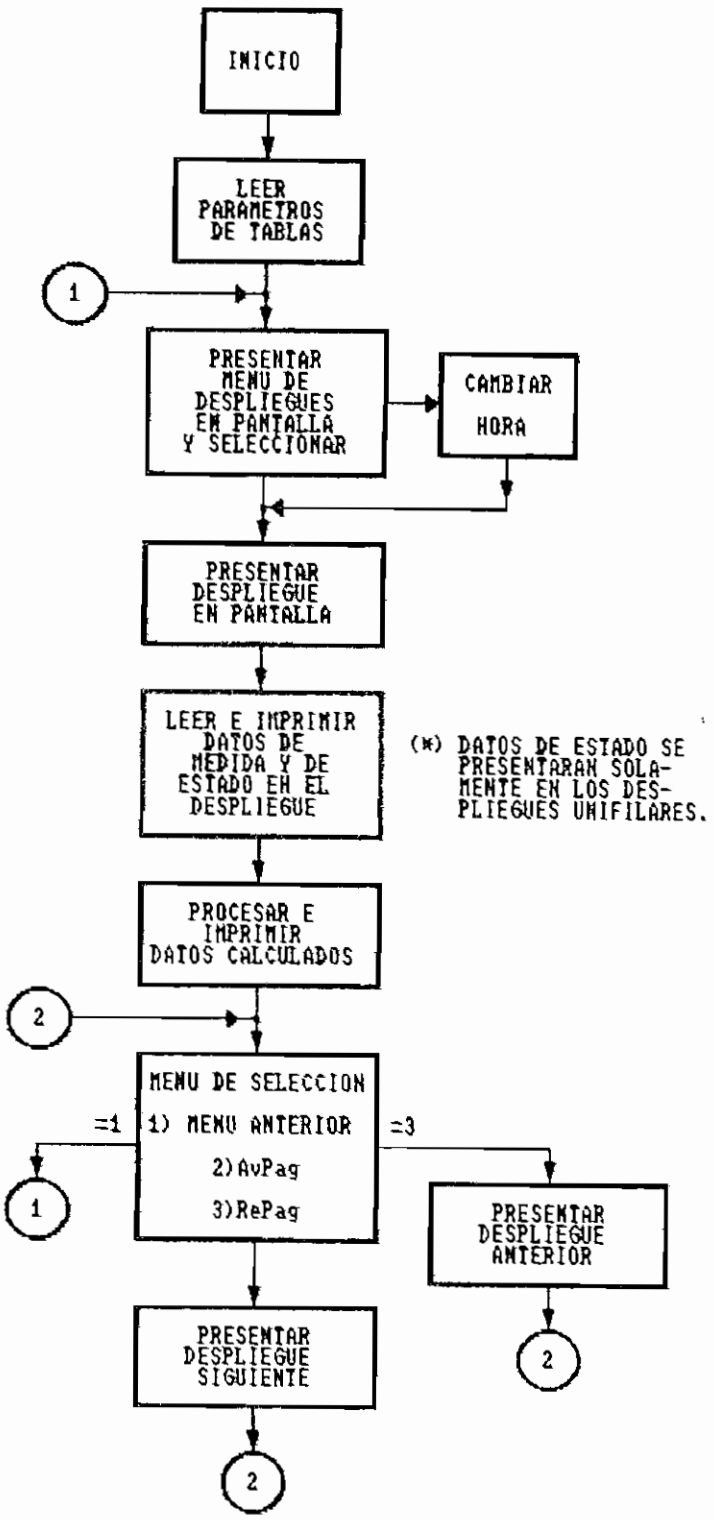
A.2.8 Adquisicion de la información



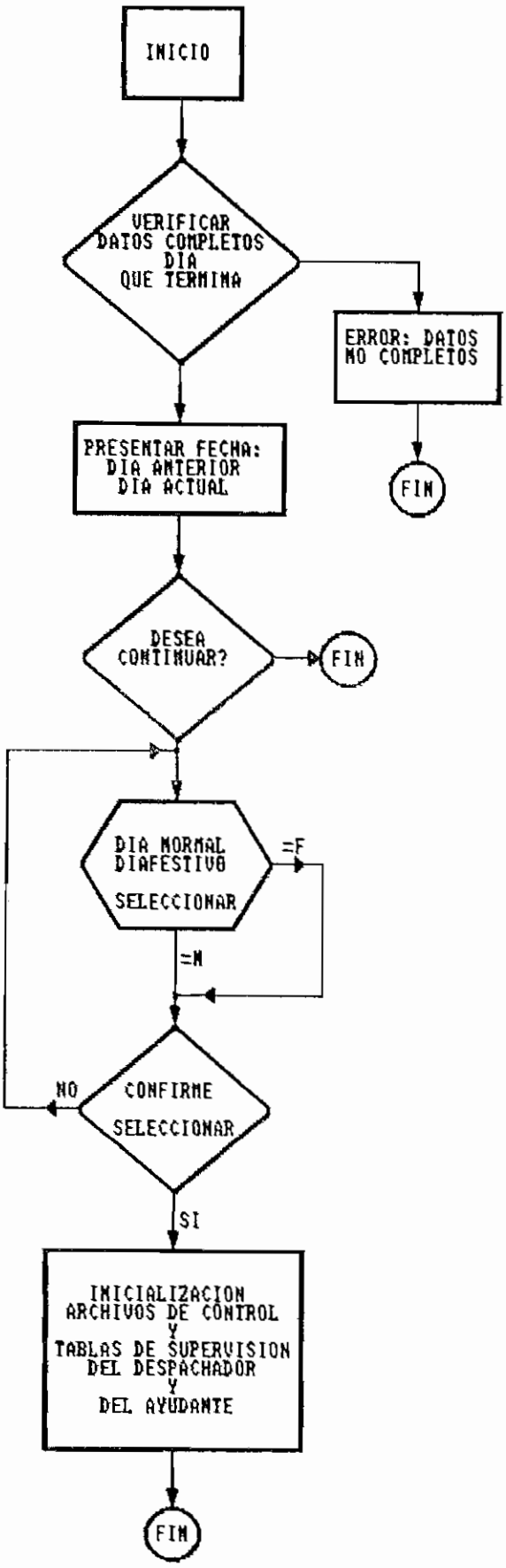
A.2.9 Corrección de datos de medida



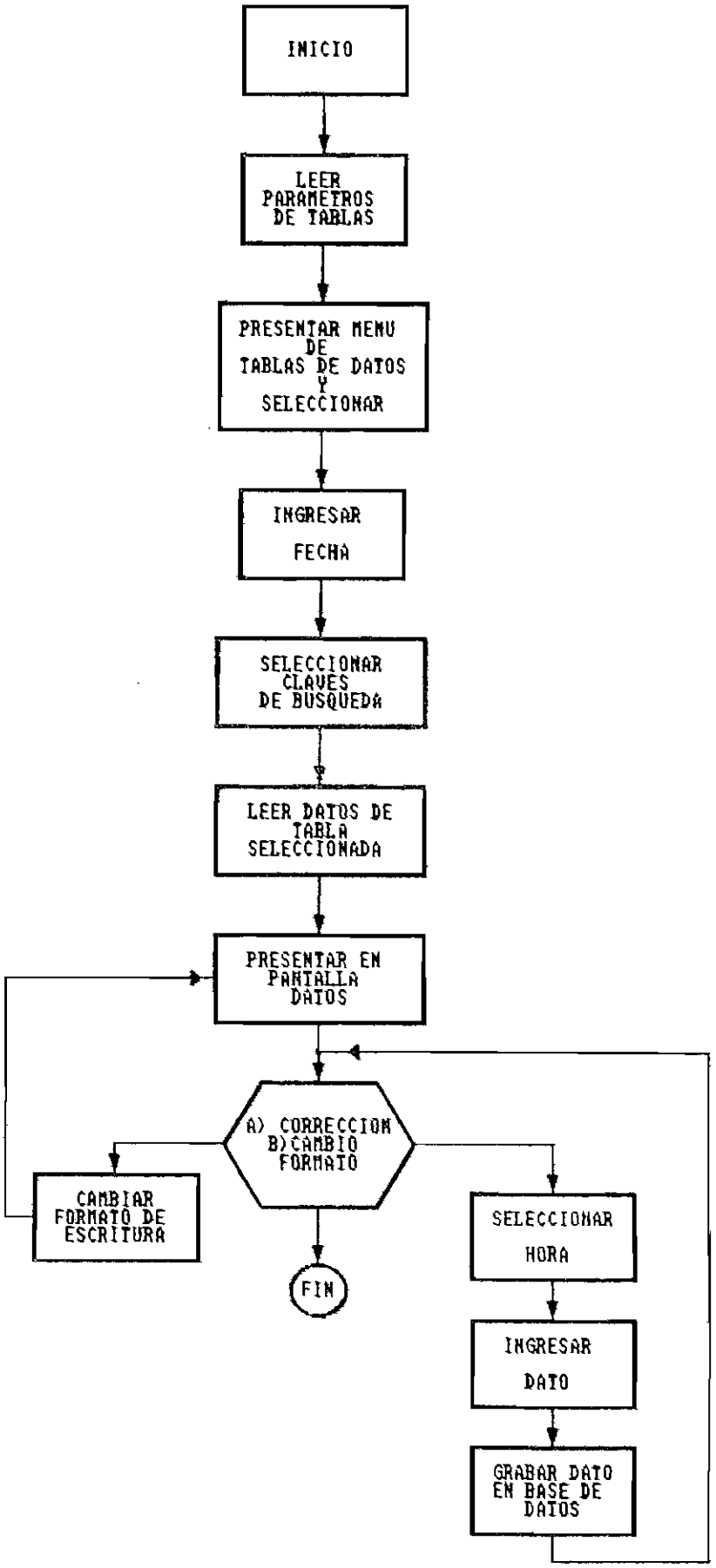
A.2.10 Supervisión a través de despliegues



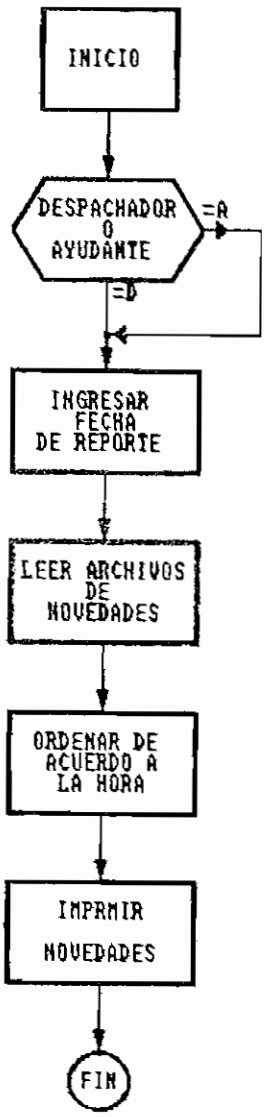
A.2.11 Cambio de fecha (inicializar tablas diarias)



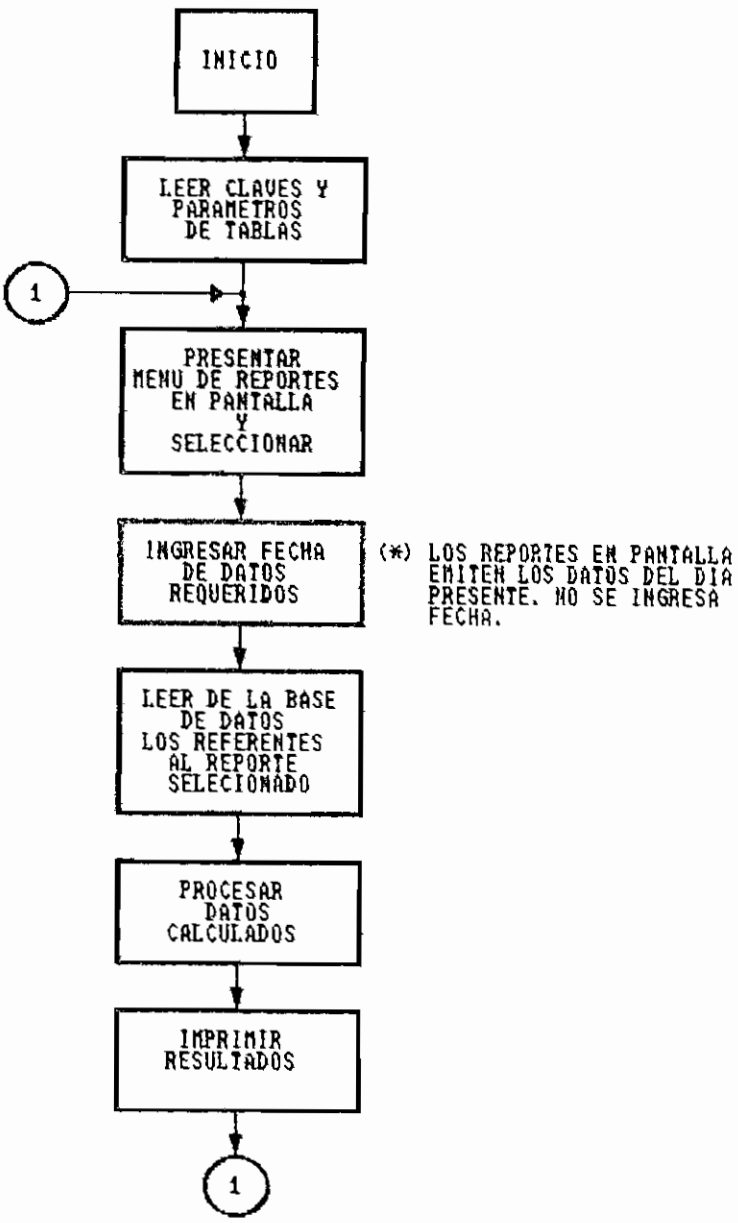
A.2.12 Consulta de base de datos



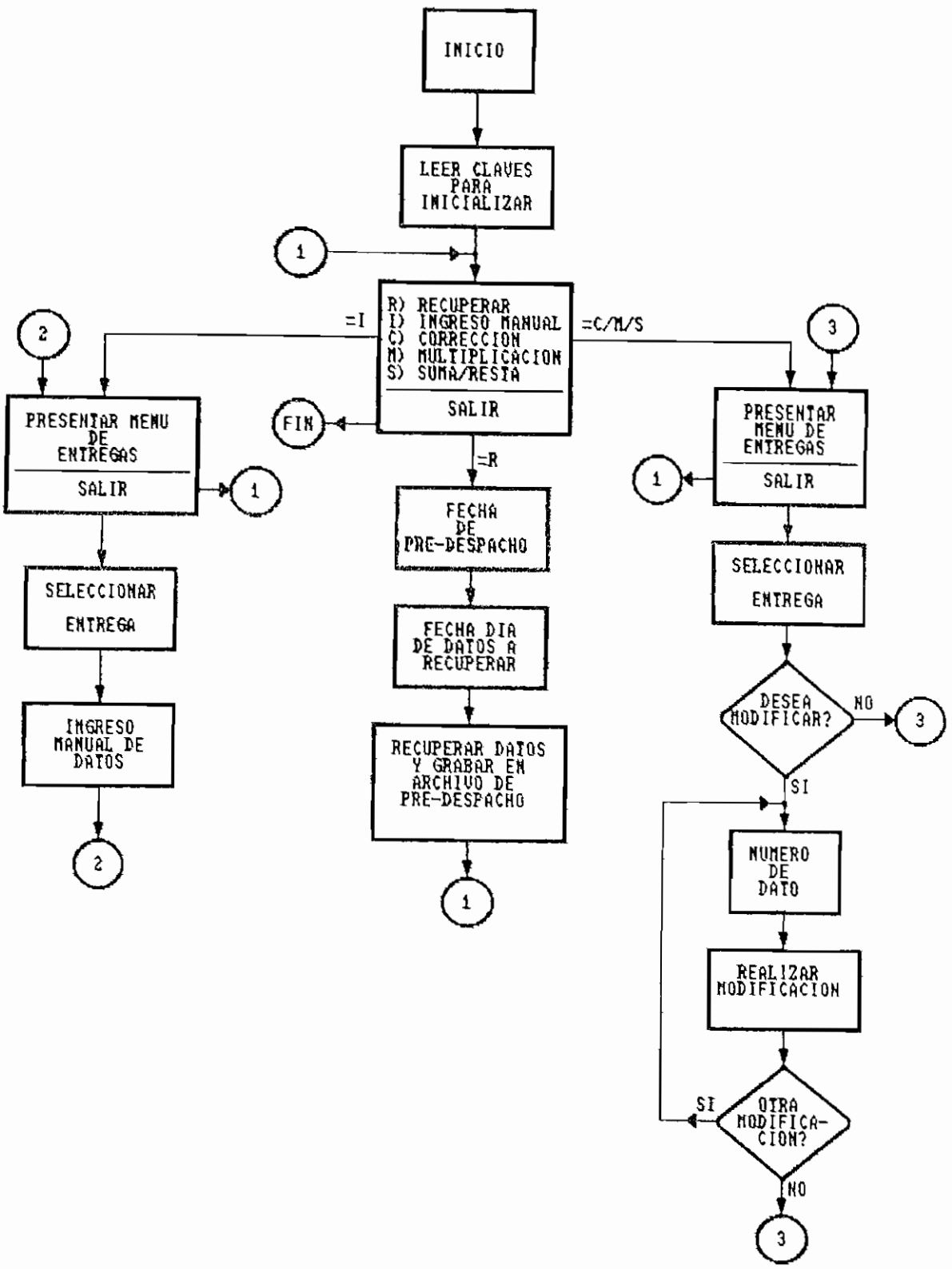
A.2.13 Reporte de novedades (eventos)



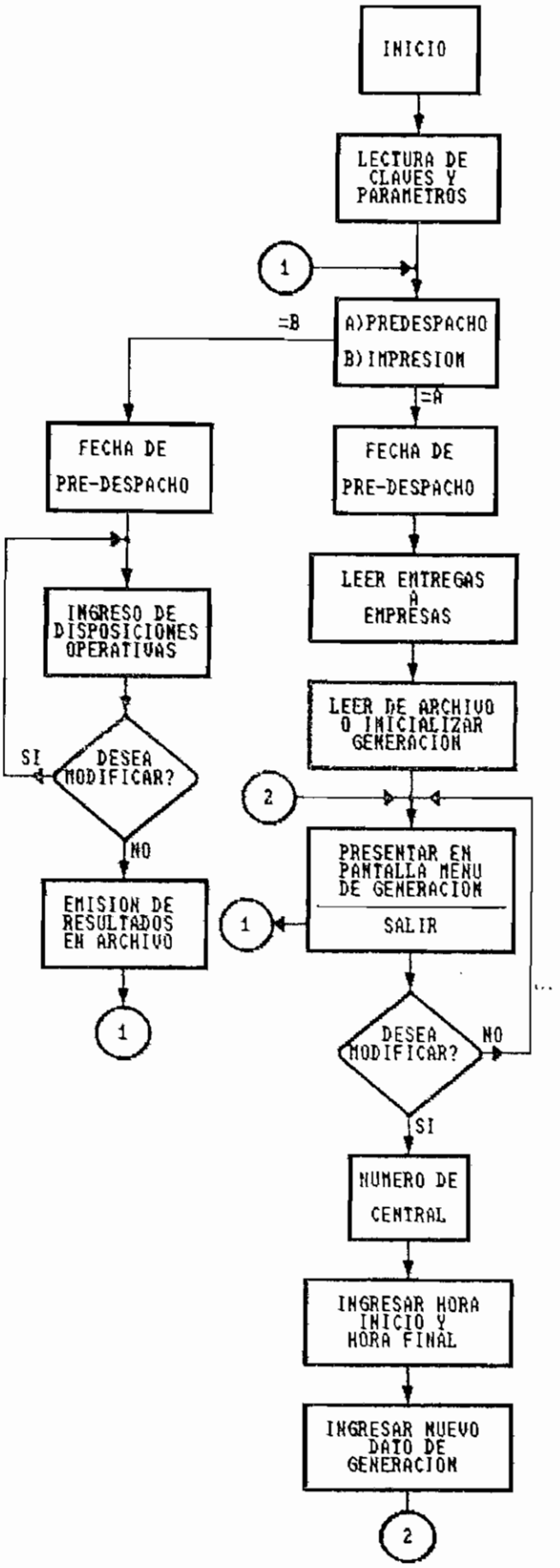
A.2.14 Reportes de operación



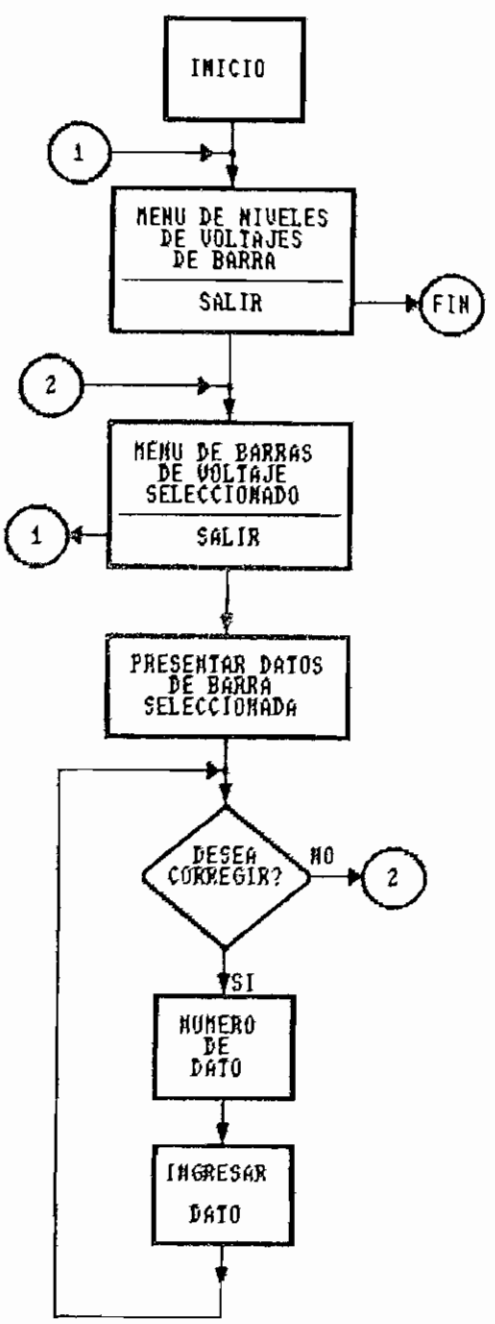
A.2.15 Pre-despacho: recuperación/depuración de datos



A.2.16 Ejecución del pre-despacho



A.2.17 Flujo de carga: recuperación, depuración de los datos, ejecución y emisión de resultados



APENDICE B

DETALLE DE LA PROGRAMACION Y LISTADOS

ESTA APENDICE SE ENTREGA EN DISQUETTES
CON TODA LA INFORMACION DEL SISTEMA

APENDICE C

MANUALES DE USO Y DOCUMENTACION

C.1 MANUAL DEL USUARIO

Este manual tiene dos objetivos bien definidos: en primer lugar, darle al usuario el conocimiento necesario para que pueda estructurar el sistema computacional a un sistema eléctrico en general, tal como se lo ha hecho con el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, en particular.

Una de las características básicas de este trabajo es su conceptualización general, o sea que puede servir para la adquisición y manejo de la información de cualquier sistema eléctrico, dentro de las características de fuera de línea.

En segundo lugar, indicar la operatividad de los diferentes menús, para el uso y explotación del sistema en todas sus tareas.

C.1.1 Estructura de directorios

Este sistema requiere 2 Mb de memoria iniciales, para su almacenamiento, en disco duro. Además, para las opciones de despliegues unifilares y maniobras, el computador debe tener capacidad de gráficos (VGA) y monitor a color de alta resolución. Para la ejecución del flujo de carga es necesario el coprocesador matemático. Estos son los requerimientos mínimos para que todo el paquete funcione al 100%.

En el disco duro y a nivel de raiz se ha creado una estructura de directorios y de subdirectorios, que permita ordenar toda la información desarrollada previamente y generada por el sistema con su uso (Figura C.1).

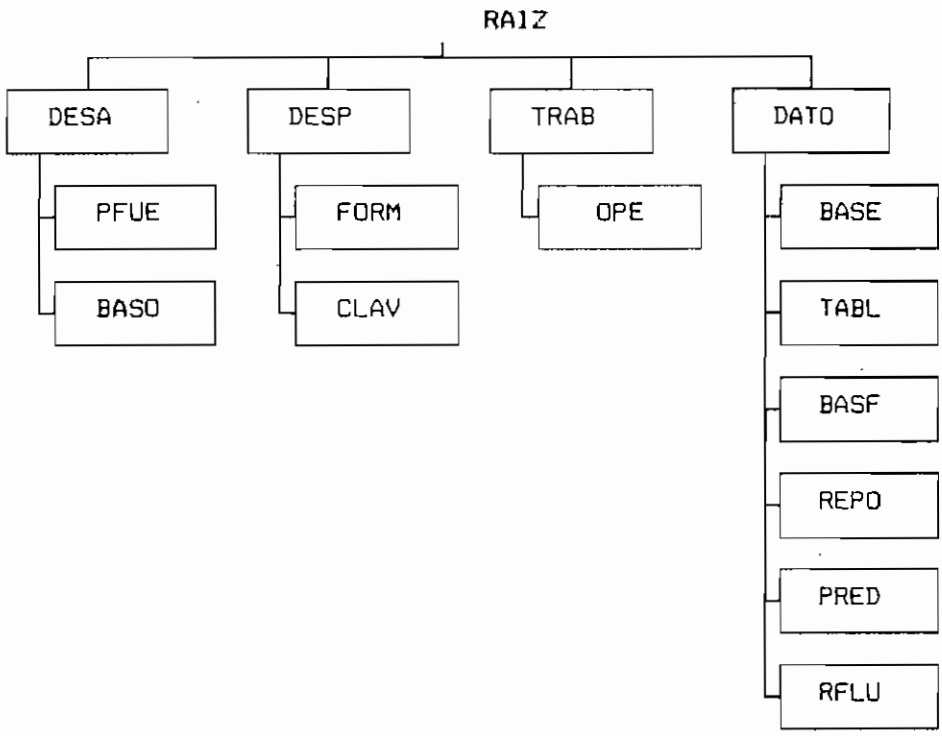


Figura C.1 Estructura de directorios y subdirectorios

La finalidad de cada directorio y subdirectorio establecidos, está determinada de la siguiente manera:

DESA: Programas fuente (PFUE) y archivos iniciales de trabajo para los formadores de utilitarios (BASO).

DESP: Programas ejecutables del subsistema formador (FORM) y los archivos de claves (CLAV).

TRAB: Directorio de trabajo (OPE), en donde están los programas ejecutables del subsistema de adquisición/manejo de la información. Puede ser cualquier otro nombre ya que no tiene direccionamiento.

DATO: Archivos con información de los formadores de utilitarios: para la adquisición, supervisión y reportes (BASE); para el flujo de potencia (BASF); para el pre-despacho (PRED).

La base de datos que se genera diariamente (TABL); los reportes elaborados por el sistema general y el pre-despacho (REPO); y, los resultados de las corridas del flujo de potencia (RFLU).

En el subdirectorio TABL se almacena la información adquirida y en los subdirectorios REPO, PRED Y RFLU la generada en base a los reportes, pre-despachos y corridas de flujo, por lo que se debrá realizar el mantenimiento adecuado, removiéndola desde el disco duro, caso contrario se tendría un saturamiento de memoria muy rápido.

En el caso de la información de la base de datos, obviamente, deberá ser sacada en respaldos; la información que se genera puede ser borrada ya que el sistema tiene la potencialidad de volver a procesarla si es necesario.

C.1.2 Organización de menús

Digitando la palabra DESPACHO, se entra al sistema por el nivel jerárquico más alto y presenta el siguiente menú:

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.

SISTEMA DE SUPERVISION DEL S.N.I.

A] MENU DE FORMADORES

B] MENU DE SUPERVISION

C] SALIR DEL SISTEMA

SELECCIONE (A-C):

Si se escoge la opción A] del Subsistema Formador, se debe inmediatamente digitar una clave de acceso, ya que estos programas deben ser operados por un administrador autorizado. Inmediatamente se presenta el menú del subsistema formador, dividido en los formadores de claves y de utilitarios.

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.

A] FORMADORES DE CLAVES

B] FORMADORES UTILITARIOS

C] INICIALIZACION DEL SISTEMA

D] MENU ANTERIOR

SELECCIONE (A-D):

Digitando la opción A] se presenta el menú de todos los programas que establecen las claves primarias del sistema.

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.

A] FORMAR ARCHIVO DE EMPRESAS
B] FORMAR ARCHIVO DE EMBALSES
C] FORMAR ARCHIVO DE VOLTAJES
D] FORMAR ARCHIVO DE HORARIOS
E] FORMAR ARCHIVO DE SUBESTACIONES
F] FORMAR ARCHIVO DE PERSONAL DE DESPACHO
G] FORMAR ARCHIVO DE ELEMENTOS CONTROLADOS
H] FORMAR ARCHIVOS DE CENTRALES/GENERACION
I] FORMAR ARCHIVO DE PARAMETROS DE TABLAS/DATOS
J] MENU ANTERIOR

SELECCIONE (A-J):

Como la configuración de estos programas es similar en todos, si se toma como ejemplo el formador de subestaciones E], primero se establece si las subestaciones van a configurar el menú del [D]ESPACHADOR o del [A]YUDANTE. Inmediatamente después se presenta el siguiente menú:

DESPACHO DE CARGA | FORMADOR: ARCHIVOS DE SUBESTACIONES - DESPACHADOR

A] AÑADIR SUBESTACION

B] BORRAR SUBESTACION

C] CONSULTAR ARCHIVO

D] MENU ANTERIOR

SELECCCIONE OPCION (A-D):

Con la opción A], se ingresa una nueva subestación, con la estructura indicada en el manual del programador. Con la opción B], se borra una subestación existente con el número designado correspondiente. La opción C] emite en pantalla todas la subestaciones correspondientes, en este caso, al DESPACHADOR.

En el apéndice D, se establecía un ejemplo del sistema a utilizarse, en este caso la configuración del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, pero para una mejor explicación se ha incluido en este manual conjuntamente con los menús,

los datos de los ejemplos tomados, por lo que el apéndice referido queda inmerso en este manual.

CONSULTAR ARCHIVO DE SUBESTACIONES DEL DESPACHADOR

NUMERO	NOMBRE DE SUBESTACION	CLAVE	P.TOMA DATOS
1	SUBESTACION MOLINO	MO	S
2	SUBESTACION MILAGRO	MT	S
3	SUBESTACION SANTA ROSA	SR	S
4	SUBESTACION PASCUALES	PS	S
5	SUBESTACION QUEVEDO	QV	S
6	SUBESTACION SANTO DOMINGO	SD	S
7	CENTRAL SANTA ROSA	CS	S
8	CENTRAL AGOYAN	AG	S
9	CENTRAL PUCARA	PU	S
10	SUBESTACION TOTORAS	TT	S
11	SUBESTACION ESMERALDAS	ES	S
12	SUBESTACION RIOBAMBA	RI	S
13	CENTRAL GUANGOPOLO	GG	S
14	SUBESTACION SALITRAL	SL	N
15	SUBESTACION POLICENTRO	PL	N
16	SUBESTACION IBARRA	IB	N
17	SUBESTACION VICENTINA	VI	N
18	SUBESTACION AMBATO	AM	N
19	SUBESTACION PORTOVIEJO	PR	N
20	SUBESTACION SANTA ELENA	SE	N
21	SUBESTACION POSORJA	PJ	N
22	SUBESTACION MACHALA	MC	N
23	SUBESTACION CUENCA	CN	N
24	SUBESTACION LOJA	LJ	N
25	CENTRAL T. GONZALO ZEVALLOS	GZ	N
26	CENTRAL PAUTE	PA	N
27	CENTRAL TERMICA ESMERALDAS	EE	N

En el campo denominado, PUNTO DE TOMA DE DATOS, si esta (S) quiere decir que si tiene una pantalla activa de adquisición de información, caso contrario (N) si bien está establecida, pero no tiene pantalla de ingreso de datos.

Si se escoge la opción de los formadores de utilitarios B), en el menú del subsistema formador, se presenta el siguiente menú:

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.

A] PANTALLAS DE INGRESO DE DATOS
B] DIAGRAMAS UNIFILARES DE SUPERVISION
C] DIAGRAMAS TABULARES DE SUPERVISION
D] FORMAS DE REPORTE PARA IMPRESORA
E] FORMAS DE REPORTE PARA PANTALLA
F] DIAGRAMAS UNIFILARES PARA MANIOBRAS
G] DIAGRAMAS PARA FLUJO DE POTENCIA
H] MENU DE EMPRESAS PARA PRE-DESPACHO
I] MENU DE CENTRALES PARA PRE-DESPACHO
J] MENU ANTERIOR

SELECCIONE (A-J):

Tomando igualmente un ejemplo con la opción A], de pantallas de ingreso de datos, se tiene el siguiente menú:

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.

A] FORMAR PANTALLA DE INGRESO DE DATOS

B] CONSULTAR PANTALLA DE INGRESO DE DATOS

C] BORRAR PANTALLA DE INGRESO DE DATOS

D] SALIR AL 'DOS'

E] MENU ANTERIOR

SELECCIONE (A-E):

Si se quiere ingresar una pantalla de datos nueva, con la opción A], al digitar el nombre del archivo de datos iniciales, analiza que todas las claves estén correctas, para dar paso a la presentación en pantalla de como quedaría dicho formato. Por ejemplo, a continuación se presenta el archivo inicial de la Subestación Molino y luego las pantallas elaboradas.

```
"SUBESTACION MOLINO              ","MO",11,"DESPACHADOR",15,48,6
"GENERACION C. PAUTE ..... MW :",7,3,1,5,0,550,"H"
"INE","HPA"
"GENERACION C. PAUTE ... MVAR :",8,3,1,6,-50,280,"H"
"INE","HPA"
"VOLTAJE S/E MOLINO .... 230KV:",9,2,2,5,0,250,"H"
"MO","2"
"VOLTAJE S/E MOLINO .... 138KV:",10,2,4,5,0,150,"P"
"MO","1"
"NIVEL DEL EMBALSE .. m.s.n.m.:",11,5,6,4,1945,1991,"P"
"RAP"
"CAUDAL PROME. DIARIO . M3/SEG:",12,5,6,6,0,1000,"08:00"
"RAP"
"UNIDADES/LINEA C. PAUTE .... :",13,3,1,7,0,7,"H"
"INE","HPA"
"REACTORs EN LINEA ..... Mvar:",14,8,3,4,-20,0,"H"
"MO"
"PRODUCCION C. PAUTE ..... MWH:",15,7,5,4,0,15000,"24:00"
"HPA"
"CONSUMO DE AUXILIARES ... MWH:",16,7,5,5,0,100,"24:00"
"HPA"
"VERTEDERO DEL EMBALSE ... HM3:",17,5,6,5,0,500,"24:00"
"RAP"
```

Figura C.2 Archivo de datos iniciales de pantalla de ingreso de datos de la S/E Molino.

La pantalla elaborada y el control de registros, en base al archivo anterior se presenta de la siguiente manera:

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA	D.O.S.N.I.		
SUBESTACION MOLINO	DD/MM/AA	HH:MM	DESPACHADOR

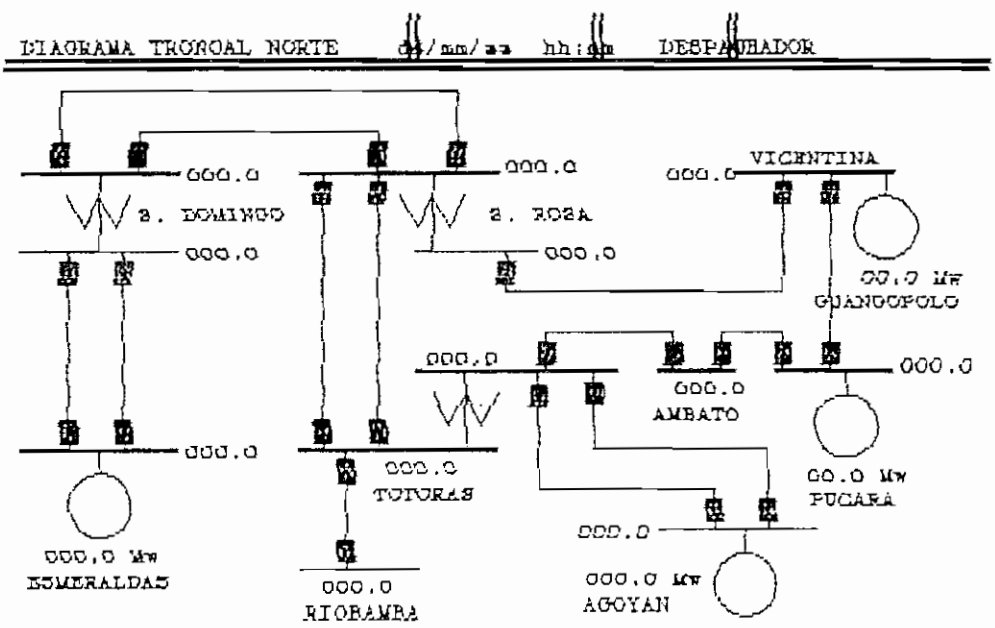
GENERACION C. PAUTE ..... MW :
GENERACION C. PAUTE ... MVAR :
VOLTAJE S/E MOLINO 230KV:
VOLTAJE S/E MOLINO 138KV:
NIVEL DEL EMBALSE .. m.s.n.m.:
CAUDAL PROME. DIARIO . M3/SEG:
UNIDADES/LINEA C. PAUTE .... :
REACTORs EN LINEA ..... Mvar:
PRODUCCION C. PAUTE ..... MWH:
CONSUMO DE AUXILIARES ... MWH:
VERTEDERO DEL EMBALSE ... HM3:

ESTRUCTURA DE REGISTROS

REGISTRO TABLA CAMPO#1 CAMPO#2 CAMPO#3CAMPO#4 CAMPO#5 CAMPO#6 CAMPO#7
[Presione una tecla para continuar]

1	3	FECHA	HORA	IME	HPA	DATO 1	DATO 2	DATO 7
2	2	FECHA	HORA	MO	2	DATO 3		
3	8	FECHA	HORA	MO	DATO 8			
4	2	FECHA	HORA	MO	1	DATO 4		
5	7	FECHA	HORA	HPA	DATO 9	DATO 10		
6	5	FECHA	HORA	RAP	DATO 5	DATO 11	DATO 6	

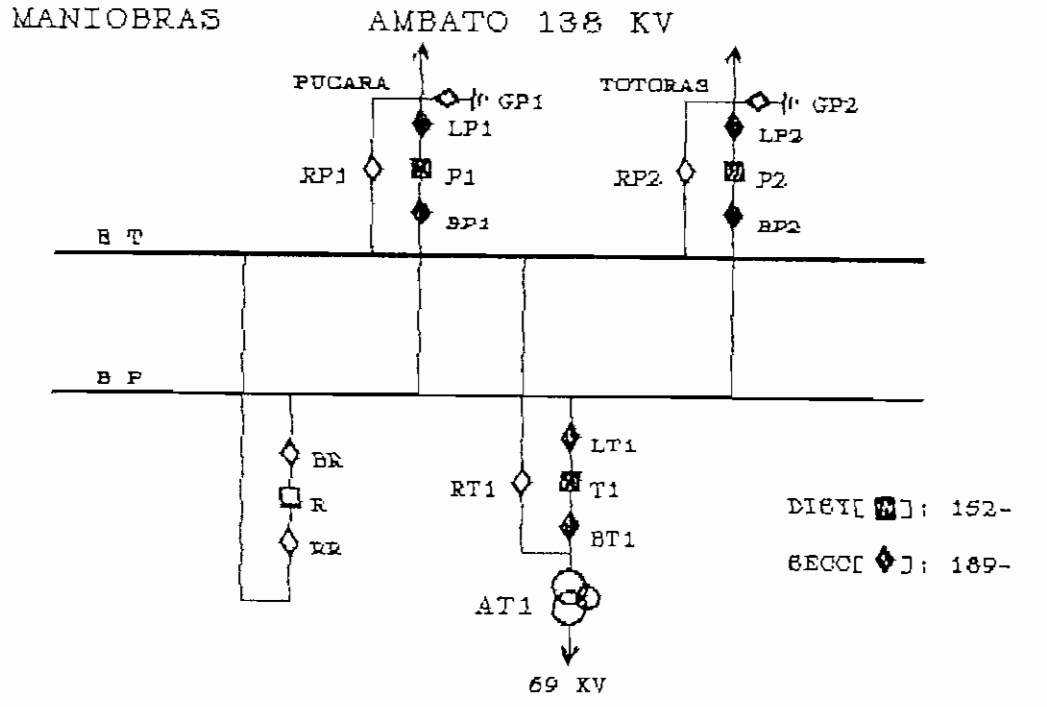
De la misma manera, se forman los despliegues unifilares para supervisión o para maniobras y se presentan en las siguientes pantalla de gráfico.



[1] MENU [2] AvPag [3] RePag [ ] OPCION

[Presione una tecla para continuar]

Formato de pantalla de despliegue unifilar de la zona troncal norte.



Formato de un patio de subestación (Ambato 138 KV), para maniobras.

Una vez explicado el subsistema formador, si se escoge la opción del Menú de Supervisión, en el primer menú presentado, se ingresa al Subsistema de Adquisición/Manejo de datos. El siguiente menú que se presenta es un menú general, donde se direcciona a los menús del despachador y del ayudante y además se tienen ciertas tareas de uso general.

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.

SISTEMA DE SUPERVISION DEL S.N.I.

RECOPILACION DE DATOS

A] MENU DEL DESPACHADOR
B] MENU DEL AYUDANTE
C] MENU DE MANIOBRAS
D] CONSULTA BASE DE DATOS
E] REPORTES IMPRESOS
F] MENU ANTERIOR

SELECCIONE (A-F):

Con la opción A] se ingresa al menú de Despachador, el cual es de la siguiente manera:

DEPARTAMENTO DE DESPACHO DE CARGA - D.O.S.N.I.

SISTEMA DE RECOPILACION DE DATOS

D E S P A C H A D O R

A] INGRESO DE DATOS
B] CORRECCION DE DATOS
C] SUPERVISION/DIAGRAMAS
D] SUPERVISION/TABULARES
E] SUPERVISION/REPORTES
F] PRE-DESPACHO/INECEL
G] FLUJO DE POTENCIA
H] CAMBIAR FECHA
I] MENU ANTERIOR
SELECCIONE (A-I):

El menú del Ayudante consta de tareas similares, pero no tiene las tres últimas opciones, por las siguientes razones:

- El pre-despacho de generación y el flujo de carga son opciones de planificación y análisis, de la generación de INECEL y de la red, respectivamente , ámbito de responsabilidad del Despachador precisamente, y así establecido en el capítulo dos.
- El cambio de fecha, es la opción que permite el paso al siguiente día, por lo que cuando esta opción se ejecuta analiza si se ha ingresado todos los datos de medida hasta el horario que sea igual a las 24:00 horas, tanto del Despachador como del Ayudante, caso contrario no sucede dicho cambio. Es por lo tanto necesario que esté ubicado solamente en uno solo de los dos menús.

C.2 MANUAL DEL PROGRAMADOR

C.2.1 Base de datos

La base de datos está compuesta de ocho tablas diarias, detallando a continuación sus principales características.

C.2.1.1 Estructura de la base de datos

1. Tabla o entidad ENTREGAS (Potencia activa y reactiva)

Fecha	:	Día, mes y año de la lectura
Hora	:	Hora de la lectura de la entrega
Subestación	:	Clave de la S/E del punto de entrega
Empresa	:	Clave de la Empresa que recibe
Potencia activa	:	Valor de la entrega en MW
Potencia reactiva	:	Valor de la entrega en MVAR

2. Tabla o entidad VOLTAJES

Fecha	:	Día, mes y año de la lectura
Hora	:	Hora de la lectura de voltaje
Subestación	:	Clave de la S/E respectiva
Voltaje	:	Clave del nivel de voltaje
Valor	:	Valor del voltaje en KV

3. Tabla o entidad GENERACION (Potencia activa y reactiva)

Fecha	:	Día, mes y año de la lectura
Hora	:	Hora de la lectura de generación
Empresa	:	Clave de la Empresa a la que pertenece la central
Central	:	Clave de la central de generación
Generación activa	:	Valor de la potencia en MW
Generación reactiva	:	Valor de la potencia en MVAR

Nº de unidades : Cantidad de unidades de generación en paralelo

4. Tabla o entidad ELEMENTOS

Fecha : Día, mes y año de la lectura
Hora : Hora de la lectura del flujo
Elemento : Clave del elemento controlado
Flujo p. activa : Valor de la transferencia en MW
Flujo p. reactiva : Valor de la transferencia en MVAR

5. Tabla o entidad EMBALSES

Fecha : Día, mes y año de la lectura
Hora : Hora de las lecturas sobre embalses
Embalse : Clave del embalse
Nivel : Valor del nivel sobre el nivel del mar
Vertedero : Valor del vertimiento en Hm3
Caudal : Valor de caudal afluente en m3/seg

6. Tabla o entidad ENERGIAS ENTREGADAS

Fecha : Día, mes y año de la lectura
Hora : Hora de la lectura de energía
Subestación : Clave de la S/E del punto de entrega
Empresa : Clave de la Empresa que recibe
Punto de entrega : Clave del punto de entrega a la Empresa
Lectura : Valor de la lectura del totalizador

7. Tabla o entidad PRODUCCION DE CENTRALES

Fecha : Día, mes y año de la lectura
Hora : Hora de la lectura de la producción
Central : Clave de la central correspondiente
Producción : Valor de la energía generada en MWH

Auxiliares : Valor de consumo de auxiliares en MWH

8. Tabla o entidad REACTORES Y CAPACITORES

Fecha : Día, mes y año de la lectura
Hora : Hora de la lectura de potencia reactiva
Subestación : Clave de la S/E que pertenece el elemento (reactor o capacitor)
Potencia reactiva : Valor en MVAR, (+) capacitor y (-) reactor

C.2.1.2 Dimensionamiento de la base de datos

General para todas las tablas:
Fecha : dd/mm/aa 8 caracteres
Hora : hh:mm 5 caracteres

1. Tabla de ENTREGAS

Clave de subestación	:	ClaSub	2 caracteres
Clave de Empresa	:	ClaEmp	3 caracteres
Entrega en MW	:	EntMw	Real
Entrega en Mvar	:	EntMvar	Real

2. Tabla de VOLTAJES

Clave de subestación	:	ClaSub	2 caracteres
Clave de voltaje	:	ClaVol	1 caracter
Valor de voltaje	:	VolKv	Real

3. Tabla de CENTRALES

Clave de Empresa	:	ClaEmp	3 caracteres
Clave de Cetrales	:	ClaCen	3 caracteres
Generación Activa	:	GenMw	Real

Generación Reactiva	:	GenMvar	Real
Número de Unidades	:	Nunits	Real

4. Tabla de Elementos

Clave de Elemeto	:	ClaElm	4 caracteres
Flujo Potencia Activa:		FlujoMw	Real
Flujo Poten. Reactiva:		FlujoMvar	Real

5. Tabla de Embalses

Clave de Embalse	:	ClaEmp	3 caracteres
Nivel del Embalse	:	Nivel	Real
Vertimiento	:	Verted	Real
Caudal afluente	:	Caudal	Real

6. Tabla de Lecturas

Clave de subestación	:	ClaSub	2 caracteres
Clave de Empresa	:	ClaEmp	3 caracteres
Clave Punto Entrega	:	ClaPunto	3 caracteres
Lectura de Medidor	:	LecMed	Real

7. Tabla de Producción

Clave de Central	:	ClaCen	3 caracteres
Producción diaria	:	ProDia	Real
Consumo Auxiliares	:	Auxils	Real

8. Tabla de Reactores/Capacitores

Clave de Subestación	:	ClaSub	2 caracteres
Potencia Reactiva	:	Mvar	Real

C.2.1.3 Conformación de las tablas

Las ocho tablas que se generarán diariamente se las identificará de la siguiente manera:

1.-	Tabla de potencias de entrega:	ENTREGxx.yy
2.-	Tabla de voltajes de barra :	VOLTAJxx.yy
3.-	Tabla de generación :	GENERAxx.yy
4.-	Tabla de flujos por elementos:	TRANSFxx.yy
5.-	Tabla de embalses :	EMBALSxx.yy
6.-	Tabla de lectura de medidores:	LECTURxx.yy
7.-	Tabla de producción :	PROCENxx.yy
8.-	Tabla de capacitores/reactores:	REACAPxx.yy

Donde: xx significa el número del día del mes, y
yy significa el número del mes.

Ejemplo: ENTREG11.02 Significa una tabla de entregas del día 11 de Febrero.

C.2.2 Subsistena formador

De acuerdo a la organización establecida, se define una estructura individual para la adquisición de la información, tanto para el Despachador como para el Ayudante . O sea, con el formadores de claves y de despliegues, se crean archivos de control para cada uno. Los formadores de maniobras y reportes son común para ambos.

El formador de claves, por lo tanto, crea archivos para los diferentes elementos del sistema antes descritos, de la siguiente manera:

1) CENTAB

Contiene los nombres y claves de centrales de generación. Crea los archivos CENTAB.DES y CENTAB.AYU, para el

despachador y ayudante, respectivamente. Su estructura es:

NOMCEN	ClaCen
20 car.	3 car.

NOMCEN: Nombre de la central de generación
CLACEN: Clave de la central de generación

2) ELMTAB

Contiene los nombres y claves de elementos supervisados del sistema, como líneas de transmisión o transformadores. Crea los archivos ELMTAB.DES y ELMTAB.AYU, para el despachador y ayudante, respectivamente. Su estructura es:

NOMELM	ClaElm
30 car.	3 car.

NOMELM: Nombre del elemento supervisado
CLAELM: Clave del elemento supervisado

3) EMBTAB

Contiene los nombres y claves de los embalses del sistema. Crea los archivos EMBTAB.DES y EMBTAB.AYU, para el despachador y ayudante, respectivamente. Su estructura es:

NOMEMB	ClaEmb
30 car.	3 car.

NOMEMB: Nombre del embalse
CLAEMB: Clave del embalse

4) EMPTAB

Contiene los nombres y claves de las empresas interconectadas. Crea los archivos EMPTAB.DES y EMPTAB.AYU, para el despachador y ayudante, respectivamente. Su estructura es:

NOMEMP	ClaEmp
30 car.	3 car.

NOMEMP: Nombre de la empresa o punto de entrega a la empresa

CLAEMP: Clave de la empresa o punto de entrega a la empresa

5) HORTAB

Contiene los horarios de recopliación de datos. Crea los archivos HORTAB.DES y HORTAB.AYU, para el despachador y ayudante, respectivamente. Su estructura es:

HORA	Parcial
5 car.	entero

HORA: Hora de toma de datos en formato hh:mm

PARCIAL: 1 Horario de datos que se recopila independientemente del tipo de día.

0 Hora que no se toma datos en los días no laborables.

6) PARTAB

Contiene la estructura de las tablas de datos. Crea los archivos CLAVTBL.DES y CLABTBL.AYU, que son las claves de los datos del despachador y ayudante;

PARAMTRS.TBL que contiene el número de clave y el número de campos del registro.
DESCRIP.TBL que contiene una descripción de las tablas de datos. Su estructura es:

CLAVTBL.

NumTabla	Clave1	Clave2	Clave3
entero	10 c.	10 c.	10 c.

PARAMTRS.TBL

NumTabla	NomTabla	NumClaves	NumCampos
entero	6 car.	entero	entero

DESCRIP.TBL

NumTabla	Campo1	Campo2	Campo3	Campo4	...	Campo 7	Detalle

NumTabla: Número de la tabla de datos
Clave i: Archivo de donde obtiene la clave. Ejemplo: HORTAB.DES
NomTabla: Nombre de la tabla de datos. Ejemplo: GENERA
NumClaves: Número de clave de la tabla
NumCampo: Número de campos del registro
Campo i: Descripción del campo i (texto)
Detalle: Descripción del contenido de la tabla

7) SUBTAB

Contiene nombres y claves de subestaciones. Crea los archivos NOMSUB.DES y NOMSUB.AYU, para el despachador y ayudante, respectivamente. Su estructura es:

NomSub	ClaSub	TomDat
30 car	2 car	1 car

NomSub: Nombre de la subestación
ClaSub: Clave de la subestación
TomDat: 1 Si la subestación reporta datos a Despacho o si no lo hace

8) VOLTAB

Contiene los nombres y claves de los niveles de voltaje. Crea los archivos VOLTAB.DES y VOLTAB.AYU, para el despachador y ayudante, respectivamente. Su estructura es:

NomVol	ClaVol
4 car.	1 car.

NomVol: Nombre del nivel de voltaje
ClaVol: Clave del nivel de voltaje

9) PERSONAL

Contiene nombres y claves de acceso del personal autorizado a ingresar al sistema, crea el archivo PERSONAL.TBL. Su estructura es:

Nombre	Cedul
25 car.	10 car.

Nombre: Nombre del usuario
Cedul: Clave de acceso

10) Formador para el flujo de carga: FORMAFLU

Permite ingresar datos de los elementos del sistema eléctrico, para flujos de carga, despliegues unifilares y tabulares, mediante los siguientes programas y subrutinas.

A) BARRASF

Programa de ingreso/corección de datos de barras. Crea el archivo BARRAS.FLU, con la siguiente estructura:

Nombre de la barra	:	NomBar	30 caracteres
Nombre de barra abreviado	:	NomAbr	12 caracteres
Clave de subestación	:	ClaSub	2 caracteres
Código de voltaje	:	CodVol	1 caracter
Voltaje nominal	:	VolNom	Real
Código de barra	:	CodBar	3 caracteres
Barra Oscilante	:	OscBar	1 caracter
Barra de toma de datos	:	TomDat	1 caracter
Voltaje (valor real)	:	Volt	Real
Barra conectada	:	Oper	1 caracter

B) GENERAF

Programa de ingreso/corrección de datos de generación. Crea el archivo GENERADS.FLU, con la siguiente estructura:

Nombre del generador	:	NomGen	30 caracteres
Nombre abreviado	:	NomAbr	12 caracteres
Potencia activa nominal	:	MwNom	Real
Límite sup. pot. reactiva	:	Mvarmx	Real
Límite inf. pot. reactiva	:	Mvarmn	Real
Número de unidades	:	Nunid	Entero
Clave de subestación	:	ClaSub	2 caracteres
Código de barra de alta	:	CodBarA	3 caracteres (*)
Código de barra de baja	:	CodBarB	3 caracteres (*)
Voltaje de alta real	:	VolAlt	Real
Voltaje de baja real	:	VolBaj	Real
Clave de empresa	:	ClaEmp	3 caracteres
Clave de central	:	ClaCen	3 caracteres
Potencia activa real	:	GMw	Real
Potencia reactiva real	:	GMvar	Real

NOTA: (*) En la estructura de los generadores, se considera barra de alta y de baja, es con la finalidad de que si dicha fuente de generación (unidad o central), no se toma en cuenta en un caso particular del flujo de carga, deberá quedar fuera con el transformador de elevación respectivo, disminuyendo así lo más posible el número de barras.

C) LINEASF

Programa de ingreso/corrección de datos de líneas de transmisión. Crea el archivo LINEAS.FLU con la siguiente estructura:

Nombre de la línea	:	NomLin	30 caracteres
Nombre de línea abreviado	:	NomAbr	12 caracteres
Código de barra inicial	:	CodBarP	3 caracteres
Código de barra final	:	CodBarQ	3 caracteres
Resistencia del conductor	:	Resis	Real
Reactancia del conductor	:	React	Real
Capacitancia de la línea	:	Charg	Real
Número de circuito	:	NumCir	Entero
Barra inicial conectada	:	Pon	1 caracter
Barra final conectada	:	Qon	1 caracter
Voltaje nominal	:	VolNom	Real

Pon: S= conectada en P N= desconectada en P

Qon: S= conectada en Q N= desconectada en Q

D) TRAFOSF

Programa de ingreso/corrección de datos de transformadores. Crea el archivo TRAFOS.FLU, con la siguiente estructura:

Nombre del transformador	:	NomTrx	30 caracteres
Nombre abreviado	:	NomAbr	12 caracteres

Clave de subestación	:	ClaSub	2 caracteres
Código de barra de alta	:	CodBarA	3 caracteres
Código de barra de baja	:	CodBarB	3 caracteres
Resistencia	:	Resis	Real
Reactancia	:	React	Real
Posición actual del tap	:	TapAct	Real
Límite inferior del tap	:	Tapmin	Real
Límite superior del tap	:	Tapmax	Real
Número de pasos en el tap	:	Npasos	Entero
Transformador con LTC	:	LTC	1 caracter
Transformador conectado	:	Oper	1 caracter

LTC: S= tiene cambio de taps bajo carga
N= no tiene cambio de taps bajo carga

Oper: S= está conectado
N= no esta conectado

E) CONREAF

Programa de ingreso/corrección de datos de capacitores y reactores. Crea el archivo CONDREAC.FLU con la siguiente estructura:

Nombre del elemento	:	NomCon	30 caracteres
Nombre abreviado	:	NomAbr	12 caracteres
Clave de subestación	:	ClaSub	2 caracteres
Código de voltaje	:	CodVol	1 caracter
Código de barra	:	CodBar	3 caracteres
Voltaje nominal	:	VolNom	Real
Potencia nominal	:	MvarNom	Real
Número de elementos	:	NumCr	Entero
Potencia reactiva real	:	Mvar	Real

F) CARGASF

Programa de ingreso/corrección de datos de cargas. Crea el archivo CARGAS.FLU con la siguiente estructura:

Nombre de la carga	:	NomCar	30 caracteres
Nombre abreviado	:	NomAbr	12 caracteres
Clave de subestación	:	ClaSub	2 caracteres
Código de barra	:	CodBar	3 caracteres
Clave de Empresa	:	ClaEmp	3 caracteres
Código de voltaje	:	CodVol	1 caracter
Voltaje nominal	:	VolNom	Real
Carga activa	:	CMw	Real
Carga reactiva	:	CMvar	Real

G) TABULAR

Subrutina de ingreso/corrección de despliegues tabulares. Crea los archivos MENTAB.FLU y FLT_XXXX. El archivo MENTAB.FLU es el que contiene el menú de despliegues tabulares y el archivo FLT_XXXX contiene los datos de un despliegue tabular en particular, con denominación XXXX.

H) UNIFILAR

Subrutina de ingreso/corrección de despliegues unifilares. Crea los archivos MENDIA.FLU y FLD_XXXX. El archivo MENDIA.FLU contiene el menú de los despliegues unifilares existentes y el archivo FLD_XXXX contiene los datos del despliegue unifilar, con denominación XXXX.

Las variables están definidas en los programas fuente, así como la estructura de los archivos de entrada, FLT_XXXX y FLD_XXXX.

11) FORMDIAG

Programa de ingreso, corrección y borrado de despliegues unifilares. Crea el archivo MENU_DIA que es el menú de los diagramas de supervisión existentes y los archivos:

DIA_XXXX.DES y DIA_XXXX.AYU, que son los archivos de datos de los despliegues para el despachador y ayudante, respectivamente. Tiene las siguientes subrutinas:

BORRAPANTALLA	Borra de la base de datos un despliegue unifilar.
BUSCAMOD	Busca un módulo de dibujo en archivo MODULO.DIB
CLAVESD	Verifica claves de localización de los datos
CONSULTA	Consulta archivo de despliegue unifilar
CREARPANTALLA	Crea archivo de datos de despliegue unifilar
DIBUJA	Dibuja instrucción solicitada en pantalla
GRAFICOS	Con la subrutina DIBUJA, realiza el despliegue en pantalla
LEYENDA	Imprime en pantalla un mensaje en caso de errores
MASCARA1	Rotulado de pantalla
MASCARA3	Imprime menú de despliegues en pantalla
REORDENAR	Reordena el menú de despliegues
SUBSTAC	Verifica claves de subestación

Las variables están definidas en el programa fuente, así como la estructura de los archivos de entrada, DIA_XXXX.DES y DIA_XXXX.AYU.

12) FORMOD

Programa de ingreso, corrección y borrado de módulos de dibujo, elementos de maniobra y despliegues unifilares de maniobras. Está formado por las siguientes subrutinas:

	INGRESAR	Ingresar módulos de dibujo
	REVISAR	Consultar archivo de módulos de dibujo
MODULOS:	BORRAR	Borrar módulos de dibujo en el archivo
	MENMODUL	Menú de módulos para selección
	GRAVMOD	Grabación de módulos de dibujo
	BUSCAMOD	Localización de módulos de dibujo

INGELM Ingresar datos de elementos de maniobra

ELEMENTOS	REVELM	Consultar archivos de elementos de maniobra
	BORELM	Borrar elementos de maniobra
	INGUNIF	Ingresar datos de despliegue unifilar
	REVUNIF	Consultar archivo de despliegues
DIAGRAMAS	BORUNIF	Borrar despliegue unifilar
	PANPAT	Impresión en pantalla de despliegue
	DIBDIA	Dibujar en pantalla el despliegue solicitado
	DIBUJA	Igual a DIBDIA

Este programa crea los siguientes archivos:

MODULO.DIB: Archivo de módulos de dibujo

NomM	NumM	Modul
40 car	entero	150 car

NomM: Nombre del módulo de dibujo
NumM: Número del módulo de dibujo
Modul: Módulo de dibujo

EST_XX: Archivos de estado de los elementos de maniobra en la subestación con clave XX.

CLAE	ESTNOR	ESTACT	TIPOE
10 car.	entero	entero	1 car.

CLAE: Clave del elemento de maniobra
ESTNOR: Estado normal del elemento de maniobra
ESTACT: Estado actual del elemento de maniobra
TIPOE: Tipo de elemento de maniobra (D= disyuntor, S= seccionador)

MENU_MAN: Menú de despliegues unifilares de maniobra

NomD	ClaD	ClaP
30 car	8 car	1 car

NomD: Nombre del despliegue
ClaD: Clave del despliegue
ClaP: Clave de patio del despliegue

XXXXXXXX.MAN: Es el archivo de datos del despliegue de maniobra con clave XXXXXXXX.

Las variables están definidas en el programa principal y en las respectivas subrutinas.

13) FORMPAN

Programa de ingreso, corrección y borrado de pantallas de recopilación de datos, mediante las siguientes subrutinas:

BORRAPANTALLA	Borrar una pantalla de ingreso existente
CONSULTA	Revisar pantalla de ingreso existente
CREARPANTALLA	Crea pantalla de ingreso de datos
LEYENDA	Imprime mensaje en caso de error en datos
MASCARA1	Rotulado de pantalla
MASCARA2	Rotulado de pantalla en el registro
MASCARA3	Menú de pantalla de ingreso para selección

Crea los archivos secuenciales XX.DES y XX.AYU, donde XX es la clave de la subestación, de donde se recopilan los datos.

Las variables, la estructura de archivos de entrada XX.DES y XX.AYU, están definidos en el programa fuente.

14) FORMTABU

Programa para ingresar, consultar y borrar despliegues tabulares de supervisión. Tiene las siguientes subrutinas:

BORRAPANTALLA	Borra despliegue tabular existente
CONSULTA	Consulta el archivo de despliegues tabulares
CREARPANTALLA	Ingresar archivo de datos para despliegue tabular
REORDENAR	Reordenar el menú de despliegues
CLAVESD	Verificar claves de localización de datos
DESPAYUD	Verificar datos de despachador y/o ayudante
FICOKOFO	Verifica fila, columna, color y formato de datos
SUBSTAC	Verifica claves de subestaciones
TABLPOS	Verifica datos de tabla y posición de dato en el registro
VERFHOR	Verificar datos de horario
LEYENDA	Imprime mensaje de error en pantalla
MASCARA1	Rotulado de pantalla
MASCARA3	Imprime menú de despliegues tabulares para selección

Crea los archivos MEN_TABU.DES y MEN_TABU.AYU, que son los menús de despliegues tabulares para el despachador y ayudante, respectivamente. Además, crea los archivos TAB_XXXX.DES y TAB_XXXX.AYU, que son los despliegues tabulares con clave XXXX, para el despachador o ayudante, respectivamente.

Las variables y estructuras de archivos de entrada y salida están definidas en los programas fuente.

15) FORMREPR y FORMREPP

Programas para ingresar, consultar y borrar formas de reporte, en impresora y en pantalla, respectivamente. Tiene las siguientes subrutinas:

BORRAPANTALLA	Borra forma de reporte existente
CONSULTA	Consultar archivo de formas de reporte
CRERAPANTALLA	Ingresar forma de reporte
CLAVESD	Verifica claves de localización de datos
FORMINI	Verifica formato de impresión de datos
LLENARC	Llenado de caracteres
MENUREPOR	Incluir una forma de reporte a menú
MULFACT	Verifica cadena de caracteres de multiplicación por factor
SUMAC	Verifica cadena de caracteres de suma entre columnas de datos
REORDENAR	Reordenar menú de formas de reporte
MASCARA1	Rotulado de pantalla
MASCARA3	Imprime menpu de formas de reporte para selección

Crea el archivo MENU_REP, que es el menú de formas de reporte y los archivos REP_XXXX, que son las formas de reporte con clave XXXX. Las variables y estructuras de los archivos, de entrada y de salida, están definidos en el programa fuente.

C.2.3 SUBSISTEMA DE ADQUISICION/MANEJO DE LA INFORMACION

1) INICIAR

Inicializa el sistema de supervisión, creando los archivos de control:

CONTFHD.DES y CONTFHD.AYU	Control de fecha, hora y día
CONGRSUB.DES y CONGRSUB.AYU	Control de ingreso de datos de subestaciones

TURNO.DES y TURNO.AYU Control de ingreso del personal al sistema

SUPRV_XX.DES y SUPRV_XX.AYU Archivos de supervisión que almacenan los últimos datos ingresados en la subestación con clave XX

CONTFHD.DES y CONTFHD.AYU Archivos secuenciales

FECHA	HORA	NUMHORA	TIPODIA	NSUB	IPAR	DIAMES	NSUBG	NSPAR

FECHA: Fecha actual

HORA: Hora actual

NUMHORA: Orden de la hora actual

TIPODIA: N= Normal, F= Festivo

IPAR: Tipo de horario de ingreso de datos

DIAMES: dd.mm día y mes en curso

NSUBG: Número de subestaciones que ingresan datos todo el tiempo

NSPAR: Número de subestaciones que ingresan datos en horario parcial

CONGRSUB.DES y CONGRSUB.AYU: Archivos indexados

NomSub	ClaSub	UltHor	TotPar
30 car	2 car	5 car	1 car

NomSub: Nombre de la subestación

ClaSub: Clave de la subestación

UltHor: Ultima hora de toma de datos

TotPar: T= Ingresa datos en horario total
P= Ingresa datos en horario parcial

SUPRV_XX.DES y SUPRV_XX.AYU

Archivos indexados, se crean tantos archivos cuantos subestaciones de toma de datos existan.

NTAB	NTOT	NUMV	DAT1	DAT2	DAT3	DAT4	DAT5	DAT6

Donde:

NTAB: Número de tabla del dato

NTOT: Número de campos

NUMV: Número de datos

DATi: Dato o clave de localización

Todas estas variables están definidas en el programa fuente

2) INGRDESP e INGRAYUD

Programas de ingreso de datos adquiridos de las diferentes subestaciones. Crean las ocho tablas de datos cuya estructura ya se detalló anteriormente. Además, crean los archivos de texto de novedades, que son archivos secuenciales NOVDESdd.mm, NOVAYUdd.mm y los archivos secuenciales de datos faltantes FDTDESdd.mm y FDTAYUdd.mm.

Están dimesionados para 40 subestaciones y 18 datos por pantalla de ingreso de cada subestación. Los archivos de novedades están dimensionados para 300 líneas de texto. Tienen las siguientes subrutinas:

BORRNOV Borrar texto de novedades

CONTLINEA Control de borrador de novedades

CORRECCION Corrección de datos mal ingresados

DIASIG Cálculo del avance de fecha

DIFERENCIA Control del tiempo de ingreso de datos

FDATO Control de datos faltantes

GRABAR Grabación de datos ingresados

IBISIESTO Cálculo del año bisiesto

INGRESODATOS Ingreso de datos

MASCARA1 Rotulado de pantalla de selección

MASCARA2 Selección de subestación

MASCARA3 Pantalla de ingreso de datos

MASCARA4 Rotulado de pantalla de ingreso de datos

NOVEDADES Ingreso de novedades

NOVPANT Consulta de novedades en pantalla

Las variables y estructura de archivos definidos se encuentran en programa fuente.

3) SUPRVDES y SUPRVAYU

Programas de supervisión mediante diagramas unifilares. Constan de las siguientes subrutinas:

BUSCAD Localiza datos en tabla de supervisión
BUSCAMOD Localiza módulo de dibujo en archivo MODULO.DIB
BUSCAT Localiza datos en tablas de datos
DIBUJA Dibuja instrucción en pantalla
GRAFICOS Coordina el dibujo del despliegue unifilar
HORADATOS Ingreso de hora datos a imprimir en despliegue ("default" última hora)
MASCARA1 Rotulado de pantalla de selección
MASCARA2 Selección de despliegue unifilar
MASCARA3 Rotulado de pantalla de despliegue unifilar
PANTALLA Imprime datos en despliegue unifilar

Está dimensionado para 20 despliegues de supervisión. Las variables y estructura de archivos están definidos en el programa fuente.

4) CORRDESP y CORRAYUD

Programas de corrección de datos del día actual, posterior al ingreso. Normalmente rectificaión de datos erróneos o datos faltantes.

Recupera los datos de las tablas, los que una vez modificados son almacenados en la misma tabla y registro de donde fueron recuperados.

Estos programas no crean ningún archivo adicional y son totalmente interactivos. Las subrutinas de estos programas son:

BUSQUEDA	Recupera datos solicitados
CORRECCION	Corregir datos recuperados
FDATOS	Borra registro de datos faltantes una vez ingresados
GRABAR	Almacena datos modificados
HORADATOS	Ingresa hora de datos solicitados
LISDAT	Imprime en pantalla datos solicitados
MASCARA1	Rotulado de pantalla
MASCARA2	Menú de subestaciones en pantalla para selección
MASCARA3	Pantalla de datos de subestación seleccionada para corrección

Las variables y estructura de archivos están definidos en el programa fuente.

5) CONSUL24

Permite consultar y/o modificar datos de las tablas del día actual o días anteriores (que se encuentren residentes en el disco duro). No crea ningún archivo adicional. Las subrutinas de este programa son:

BUSCAR	Recupera datos solicitados
CORRECCION	Corregir datos recuperados
FECHADATOS	Ingresar fecha de datos solicitados
GRABAR	Grabar datos modificados
MASCARA1	Rotulado de pantalla
MASCARA2	Impresión de claves en pantalla para selección
PANTALLA	Impresión de datos recuperados en pantalla
SELECCION	En conjunto con MASCARA2 imprime claves en pantalla para selección
SELVALOR	Selecciona campo del registro a ser recuperado

Las variables y estructura de archivos están definidos en el programa fuente.

6) MANIOBRA E IRELATO

Permite seleccionar el patio de una subestación con la finalidad de ejecutar maniobras. Este programa crea los archivos RELATOdd.mm, donde dd es la fecha del día actual (2 caracteres) y mm es el mes actual (2 caracteres). Además, modifica la variable de estado actual del elemento de maniobra en la subestación seleccionada.

Los archivos RELATOdd.mm son archivos secuenciales, donde la maniobra efectuada se incluye mediante un APPEND. El programa IRELATO permite incluir novedades adicionales a la maniobra efectuada, en los archivos RELATOdd.mm.

Las subrutinas del programa MANIOBRA, son:

BUSCAMOD	Localiza módulo de dibujo solicitado
DIBDIA	Dibuja en pantalla el módulo de dibujo
DIBUJA	Dibuja en pantalla instrucción de dibujo
MASCARA1	Rotulado de pantalla
NOVEDADES	Ingreso de novedades adicionales de maniobra
NOVPANT	Consulta del relatorio (archivos RELATOdd.mm)
PANPAT	Dibuja patio seleccionado en pantalla
SELPAT	Menú de despliegues de patio en pantalla

7) REPHOJAS, RPANTAYU y RPANTDES

Emite reporte de fecha solicitada, de acuerdo a formas de reporte residentes (creadas por el programa FORMREPR), cuyo índice es el archivo MENU.REP.

Los archivos de salida son los R_XXXXdd.mm, cuya estructura es definida por el usuario, en la creación de la forma de reporte.

Las subrutinas de este programa son:

BUSCA24	Localiza todos los datos solicitados (24 horas), con determinadas claves de localización
BUSCAD	Localiza un dato determinado en un horario especifico
FECHADATOS	Ingresa fecha de datos a recuperar
HORARIO	Horario de reporte de datos solicitados
ABISIESTO	Calcula los años bisiestos
IMPRIM24	Imprime datos solicitados de 24 horas
IMPRIMAD	Imprime datos solicitados especificos
INTERVALO	Calcula intervalos de tiempo entre horarios
LLENARC	Llena de blancos una cadena de caracteres hasta longitud requerida
MASCARA1	Rotulado de pantalla
MASCARA3	Menú de selección de formas de reporte
MULFACT	Multiplicar datos por factor
PROCESAD	Procesa ciertos datos determinados
PROCESO24	Procesa datos de 24 horas
SEMANA	Calcula el día de la semana de acuerdo a la fecha ingresada
SUMAC	Suma vertical de datos de 24 horas
SUMARES	Suma de ciertos datos determiandos

Los programas RPANTAYU y RPANTDES son similares al REPHOJAS, con la única diferencia que la forma de reporte se emite en pantalla.

8) REPNOVDS

Permite imprimir los archivos NOVDESdd.mm y NOVAYUdd.mm almacenados, de acuerdo a la fecha solicitada.

Los archivos de salida son R_INECdd.mm y R_EMPRdd.mm que son archivos secuenciales de texto (en caracteres ASCII). Las subrutinas de este programa son:

FECHADATOS	Ingresa fecha de novedades que se desea imprimir
IBISIESTO	Calcula los años bisiestos
ROTULO	Rotulado de encabezamiento de impresion
SEMANA	Calcula el día de la semana de acuerdo a fecha ingresada

9) SUPAYUTB y SUPDESTB

Son los programas que imprimen en pantalla los despliegues tabulares de supervisión, de acuerdo al menú residente. Los archivos que determinan el despliegue tabular son definidos por el usuario y creados con el programa FORMTABU (explicado anteriormente).

Este no crea ni modifica ningún archivo; únicamente muestra en pantalla, datos preseleccionados en un formato definido por el usuario. Las subrutinas de este programa son:

BUSCA	Recupera un dato de las tablas de supervisión
BUSCAD	Recupera un dato de las tablas de datos
DATRESPAN	Imprime datos de despliegue tabular en pantalla
MASCARA1	Rotulado de pantalla
MASCARA2	Imprime menú de despliegues en pantalla para selección
MULFACT	Multiplica dato por factor
PANTALLA	Imprime despliegue tabular en pantalla
SUMARES	Suma de datos recuperados

C.2.4 APLICACIONES

C.2.4.1 Pre-despacho de generación

Estos programas permiten efectuar el pre-despacho de generación de INECEL.

1) MEDMPRE

Permite ingresar el menú de demandas y las claves de localización para recuperación de datos de la base, mediante el siguiente archivos indexado MENUENTR.PRE

NOMBRE	CLASUB	CLAPUNTO	NUMVAR
30 car	2 car	3 car	entero

Donde:

NOMBRE Nombre detallado del punto de entrega

CLASUB Clave de la subestación de entrega

CLAPUNTO Clave del punto de entrega

NUMVAR Número de variable i asignado al punto de entrega, en la matriz de cálculo ENTREGA(i,j), que es la que sirve para calcular la demanda total del sistema en la hora j.
ENTREGA(i,j) está dimensionada para 26 puntos de entrega y 26 horarios.

2) MEGEPRE

Permite ingresar el menú de centrales de generación y las claves de recuperación de datos de la base, mediante el siguiente archivo indexado MENUCENT.PRE.

NOMBRE	ABREV	CLAEMP	CLACEN	MWNOM	NUMVAR
20 car	6 car	3 car	3 car	real	entero

Donde:

NOMBRE Nombre detallado de la central de generación

ABREV Nombre abreviado (Para impresión) de la central

CLAEMP Clave de la empresa a la que pertenece la central

CLACEN Clave de la central de generación

MWNOM Potencia activa nominal de la central de generación

NUMVAR Número de variable i asignado a la central de generación, en la matriz de cálculo GEN(i,j), que almacena la generación de la central i en el horario j

GEN(i,j) está dimensionada para 10 centrales y 26 horarios.

3) DATOSPRE

Recupera datos de la base de acuerdo al archivo MENUENTR.PRE, de una fecha especificada por el usuario. Crea los archivos DEMANDdd.mm y CONDMNdd.mm, que son los datos recuperados y cuya estructuras son:

CONDMNdd.mm

CLASUB	CLAPUNTO	INICIO	FIN	NUMVAR
2 car	3 car	entero	entero	entero

DEMANDdd.mm

CLASUB	CLAPUNTO	HORA	ENTMW
2 car	3 car	5 car	real

Donde:

CLASUB Clave de la subestación de entrega

CLAPUNTO Clave del punto de entrega

INICIO Registro inicial de una entrega determinada en el archivo DEMANDdd.mm

FIN Registro final de una entrega determinada

NUMVAR Número de variable asignada a la entrega

HORA	Horario del dato de entrega
ENTMW	Dato de entrega recuperado de la base en Mw

Las subrutinas de este programa son:

BUSCAFILE	Recupera datos de los archivos DEMANDdd.mm, para modificación
BUSCAHORA	Localiza orden de un horario determinado
BUSCATABL	Recupera datos de la base (tablas)
CORRECCION	Corrección de datos recuperados de la base
DATOSPRED	Menú de opciones de datos de demandas
DELTAH	Cálculo del intervalo entre horarios
FECHADATOS	Ingresa fecha de datos a ser recuperados
GRABAR	Grabar datos recuperados o modificados en archivos DEMANDdd.mm
ABISIESTO	Cálculo de los años bisiestos
IMPRIMIR	Imprimir datos del archivo DEMANDdd.mm en archivo de salida DEMAND
INGMANUAL	Ingreso manual de datos
MANUAL	Menú de selección de ingreso manual de datos
MASCARA1	Rotulado de pantalla
MASCARA2	Menú de entregas para selección
MULTIPLICA	Multiplicar datos de demandas por factor
PANTALLAC	Pantalla de corrección de datos
PANTALLAM	Pantalla de multiplicación de datos
PANTALLAS	Pantalla de suma de datos
RECUPERA	Coordina la recuperación de datos con la subrutina BUSCATBL
ROTULOP	Rotulado de pantalla de recuperación de datos
SEMANA	Cálculo del día de la semana
STOTAL	Calcula la energía asociada a determinada entrega
SUMARVALOR	Sumar un determinado valor a datos de demandas
VERIFICAR	Verifica si no existe datos faltantes y si no llena con aproximaciones

4) PREDES

Ejecuta el pre-despacho de las centrales de INECEL, de manera interactiva. Crea los archivos GENINEdd.mm y CONGENdd.mm, siendo el segundo archivo de control del primero. Sus estructuras son:

CONGENdd.mm

ABREV	CLAEMP	CLACEN	INICIO	NUMVAR	MWNOM
6 car	3 car	3 car	entero	entero	real

GENINEdd.mm

CLAEMP	CLACEN	HORA	MWGEN
3 car	3 car	5 car	real

Donde:

ABREV Nombre abreviado de la central de generación

CLAEMP Clave de la empresa que pertenece la central

CLACEN Clave de la central

INICIO Registro inicial de los datos de una central en el archivo GENINEdd.mm

NUMVAR Número de variable asignado a la central

MWNOM Potencia nominal de la central en Mw

HORA Horario de la generación

MWGEN Dato de generación de un horario determinado

Los archivos de salida constituyen los archivos INECELdd.mm de tipo secuencial, que es el pre-despacho de las unidades de generación de INECEL y las disposiciones respectivas a la operación del día programado.

Las pérdidas para realizar el cálculo del pre-despacho constituyen los archivos PERDIDAS.XXX, donde XXX son los tres primeros caracteres de cada día de la semana. Estos archivos se obtienen por procedimientos estadísticos externos al sistema y su estructura es:

HORA	PERMW
5 car	real

Donde:

HORA Horario de las pérdidas

PERMW Pérdidas en Mw en el horario especificado

Todos los archivos mencionados permanecen almacenados en disco para futuras referencias y deberán ser removidos en los períodos de mantenimiento del sistema.

C.2.4.2 Flujo de carga

Para esta aplicación se crearon los siguientes programas FLUCAR, PBARRAS, PCARGAS, PGENERS, PLINEAS, PARCENT, PREACAP, PRECDAT y PTRAFOS. Estos programas permiten recuperar datos de la base, modificarlos de acuerdo a las necesidades del usuario y correr el respectivo flujo de carga y obtener los resultados en pantalla mediante despliegues unifilares o tabulares.

Los programas PBARRAS, PCARGAS, PGENERS, PLINEAS, PTRAFOS y PREACAP, son similares a los del programa FORMAFLU, ya explicados anteriormente, con la única diferencia que tienen incorporados los datos recuperados de la base y las modificaciones realizadas por el usuario (archivos de trabajo). Estos archivos son copiados mediante el programa PCOPFIL y luego incorporados los datos de la base mediante el programa PRECDAT.

El programa PARCENT crea el archivo de entrada para el flujo de carga. El programa FLUCAR coordina la ejecución de los programas anteriores y la ejecución del flujo de carga y la presentación de los resultados en pantalla. Permite almacenar hasta 25 casos de estudio de manera circular, pues una vez superado ese límite, el nuevo caso

se almacenará como primer caso. Todos estos programas funcionan de manera totalmente interactiva.

El programa FLUJO#1.EXE es el que realiza el cálculo de flujo de potencia y esta desarrollado en lenguaje FORTRAN, dimensionado para 500 barras y 800 lineas y transformadores. Este programa es el que realiza el flujo de carga en los estudios de estabilidad adquirido por INECEL, y se lo incorporó a este trabajo al estar disponible el programa fuente, lo que permitió realizar las siguientes modificaciones:

- Adaptarlo para microcomputadores
- Adaptarlo a las necesidades de este trabajo de tesis

El programa FLUCAR tiene las siguientes subrutinas:

BORRAFIL Borra caso existente de flujo

BUSCAMOD Localiza módulo de dibujo para despliegue unifilar

COPIAFIL Selecciona caso existente de flujo

DATADIC Imprime resultado de flujo en despliegue

DATCAR Imprime datos de carga en despliegue

DATGEN Imprime datos de generación en despliegue

DATREAC Imprime datos de condensadores/reactores en despliegue

DCONRES Recupera resultados de flujo

DIBUJA Dibuja instrucción en pantalla

FLULIN Imprime datos de flujo por lineas en despliegue

FLUTRX Imprime datos de flujo por transformadores en despliegue

GENERALES Consultar o modificar datos generales de flujo

GRAFICOS Dibujar módulos en despliegue

MASCARA1 Rotulado de pantalla general

MASCARA2 Rotulado de pantalla de despliegue

MASCARA3 Menú de despliegues en pantalla para selección

PROADIC Procesa resultados de flujo para imprimir en despliegue

TABULAR Ejecuta despliegue tabular seleccionado

UNIFILAR Ejecuta despliegue unifilar seleccionado