



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
INSTITUTO DE INVESTIGACION TECNOLÓGICA



PRINCIPIOS ECONOMICOS MARGINALISTAS EN LOS SISTEMAS DE
ENERGIA ELECTRICA

JOSE IGNACIO PEREZ ARRIAGA

Enero 1994

(versión 4.0)

Informe Técnico IIT-93-044

PRINCIPIOS ECONOMICOS MARGINALISTAS EN LOS SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA

GUION

1. INTRODUCCION	3
2. MODELOS BASICOS DE ORGANIZACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA.....	5
3. ANALISIS DEL MODELO DE REFERENCIA.....	9
3.1. SEPARABILIDAD DE LAS FUNCIONES DE SUMINISTRO Y CONSUMO	16
3.2. CONDICIONES DE OPTIMALIDAD	18
3.3. INTERPRETACION DE LOS MULTIPLICADORES	21
4. CONDICIONES DE OPTIMALIDAD EN EL MODELO DESCENTRALIZADO.....	29
4.1. GENERADORES.....	29
4.1.1. Obtención de las expresiones	30
4.1.2. Precios marginalistas óptimos	32
4.1.3. El efecto de restricciones comunes.....	35
4.1.4. El efecto de restricciones internas	36
4.2. CONSUMIDORES	38
4.2.1. Obtención de las expresiones	38
4.2.2. Precios marginalistas óptimos	39
5. EL PROBLEMA CLASICO DE MINIMIZACION DEL COSTE DE SERVICIO.....	41
5.1. COSTES MARGINALES A CORTO PLAZO Y LARGO PLAZO.....	43
6. RECONCILIACION DE COSTES, PAGOS E INGRESOS	47
6.1. PAGOS DE LOS CONSUMIDORES	48
6.2. INGRESOS DE LOS GENERADORES.....	49
6.3. RECONCILIACIÓN DE PAGOS E INGRESOS	50
6.4. RECONCILIACION DE INGRESOS Y COSTES DE SUMINISTRO.....	57
7. CONCLUSIONES	66
8. REFERENCIAS.....	69
APENDICE A. GLOSARIO DE TERMINOS	70

I. INTRODUCCION

El desarrollo de teorías económicas marginalistas para los sistemas de energía eléctrica fue inicialmente orientado hacia el diseño de tarifas para el consumo eléctrico más que hacia la remuneración del suministro, y en general no se planteó en el contexto de esquemas regulatorios descentralizados y competitivos, sino dentro del marco de regulaciones de corte tradicional, ver [Schweppe et al., 1988] y [Monnier, 1983].

En este contexto no es preciso desarrollar en gran detalle la teoría marginalista, en particular en sus aspectos de remuneración del suministro (servicios de generación, transporte y distribución) y de cálculo pormenorizado de los precios marginalistas, por diversos motivos: a) en su mayor parte las aplicaciones han consistido en planteamientos marginalistas de largo plazo, que se han orientado al diseño de tarifas de estructura convencional (EDF) o del tipo de "time-of-day-pricing", para lo que no se requiere más que una estimación grosera de los precios marginales de largo plazo; b) en el caso de tarifas basadas en costes marginales de corto plazo (particularmente para grandes consumidores industriales) los niveles de desagregación espacial y temporal han sido inicialmente burdos, por dificultades de implantación (sistemas de comunicación y modelos de cálculo adecuados) y por no existir en general una fuerte motivación por ir más lejos.

El caso es muy distinto cuando los precios marginalistas se utilizan en la remuneración de las actividades de suministro eléctrico (generación, transporte y distribución), sobre todo cuando los precios se determinan en base a modelos de cálculo, más que como resultado de un sistema libre de subastas. En esta situación, que típicamente tiene lugar en un marco de competencia, se precisan procedimientos más elaborados, generalmente alcanzados tras un laborioso consenso entre participantes altamente motivados y de elevada cualificación técnica.

Desafortunadamente, en esta última situación la teoría va por detrás de la práctica: existen ya varios sistemas eléctricos organizados como verdaderos mercados eléctricos en competencia y en los que la remuneración del suministro depende de precios marginalistas. A pesar de ello, la teoría marginalista de los sistemas eléctricos, así como los correspondientes modelos de cálculo, no han alcanzado aún el nivel de sofisticación necesario para hacer frente a los complejos problemas que la realidad presenta, ver [Caramanis, 1981] y más recientemente [Siddiqi & Baughman, 1993], [David & Li, 1993a] o [David & Li, 1993b]. Una contribución interesante en esta dirección es [Caramanis et al., 1987]. Por ello se han tenido que encontrar en cada caso concreto soluciones a estos problemas que en general son razonables, aunque frecuentemente sean susceptibles de mejora. Un caso reciente es el del libre acceso a la red en los EEUU con la Energy Act de 1992:

otro es el de los diversos esquemas de remuneración de la generación y de la red en países con mercados eléctricos competitivos, como es el caso de Chile, Inglaterra y Gales o Argentina.

La dificultad nace de la necesidad de adaptar a la naturaleza específica de la industria eléctrica y a las características concretas de los diversos sistemas, una teoría económica que ha sido desarrollada en términos generales. No parece adecuado utilizar sin más estos resultados genéricos, sin haber realizado el ejercicio de comprobar en detalle su aplicabilidad y las consecuencias que se derivan de hacerlo. La complejidad de los sistemas reales y las peculiaridades del suministro y consumo de electricidad exigen este análisis.

Este documento trata de contribuir a la mejora del desarrollo de los principios económicos marginalistas en la industria eléctrica. Para ello parte de los planteamientos clásicos económicos, pero aplicados sobre modelos realistas del funcionamiento y regulación de los sistemas eléctricos. Aunque estos modelos son todavía simplificaciones de los que se utilizan realmente, se han introducido en ellos aspectos que no habían sido incluidos en desarrollos previos, en particular restricciones de fiabilidad y de capacidades máximas o mínimas sobre la planificación de inversiones, así como restricciones de seguridad o de producciones máximas o mínimas de determinadas tecnologías en la operación del sistema eléctrico. El efecto de estas restricciones sobre aspectos clave para la regulación de los sistemas eléctricos, tales como la consecución de la eficiencia económica óptima en entornos descentralizados, la compatibilidad entre las señales económicas óptimas en el corto y en el largo plazo, o la igualdad entre costes de suministro e ingresos con precios marginalistas, es examinado en detalle. Es de esperar que a partir de este modelo, o de extensiones que se desarrollen a propósito con fines específicos, puedan obtenerse directrices para confirmar o mejorar los actuales esquemas regulatorios.

2. MODELOS BASICOS DE ORGANIZACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

La diversidad de estructuras de organización y de propiedad de la industria eléctrica en el mundo es muy grande, por lo que no tiene sentido tratar de adaptar el estudio que se desarrolla a continuación a todas ellas individualmente. Sin embargo los distintos enfoques regulatorios de los sistemas eléctricos sí pueden reducirse a dos paradigmas básicos:

- a) la regulación "tradicional" basada en la obligatoriedad de suministro al mínimo coste social y remuneración al coste reconocido de servicio,
- b) la regulación "descentralizada y competitiva" basada en la actuación de las leyes del libre mercado para los servicios de generación, con remuneración en base a precios resultantes del juego de oferta y demanda o de la aplicación de precios marginales; los servicios de red de transporte y distribución son típicamente regulados según variantes de la regulación tradicional; cabe en los sistemas descentralizados considerar como servicio aparte el de "suministro al consumidor final", o compra de energía al por mayor para venderla a los consumidores, que admite regulación del tipo mercado.

Este documento se centra en el servicio de generación, que es en el que los dos paradigmas regulatorios quedan más claramente diferenciados. Algunas de las conclusiones del estudio pueden ser aplicadas por extensión al servicio integral (generación, transporte y distribución) de suministro eléctrico, que es el que proporciona una compañía verticalmente integrada.

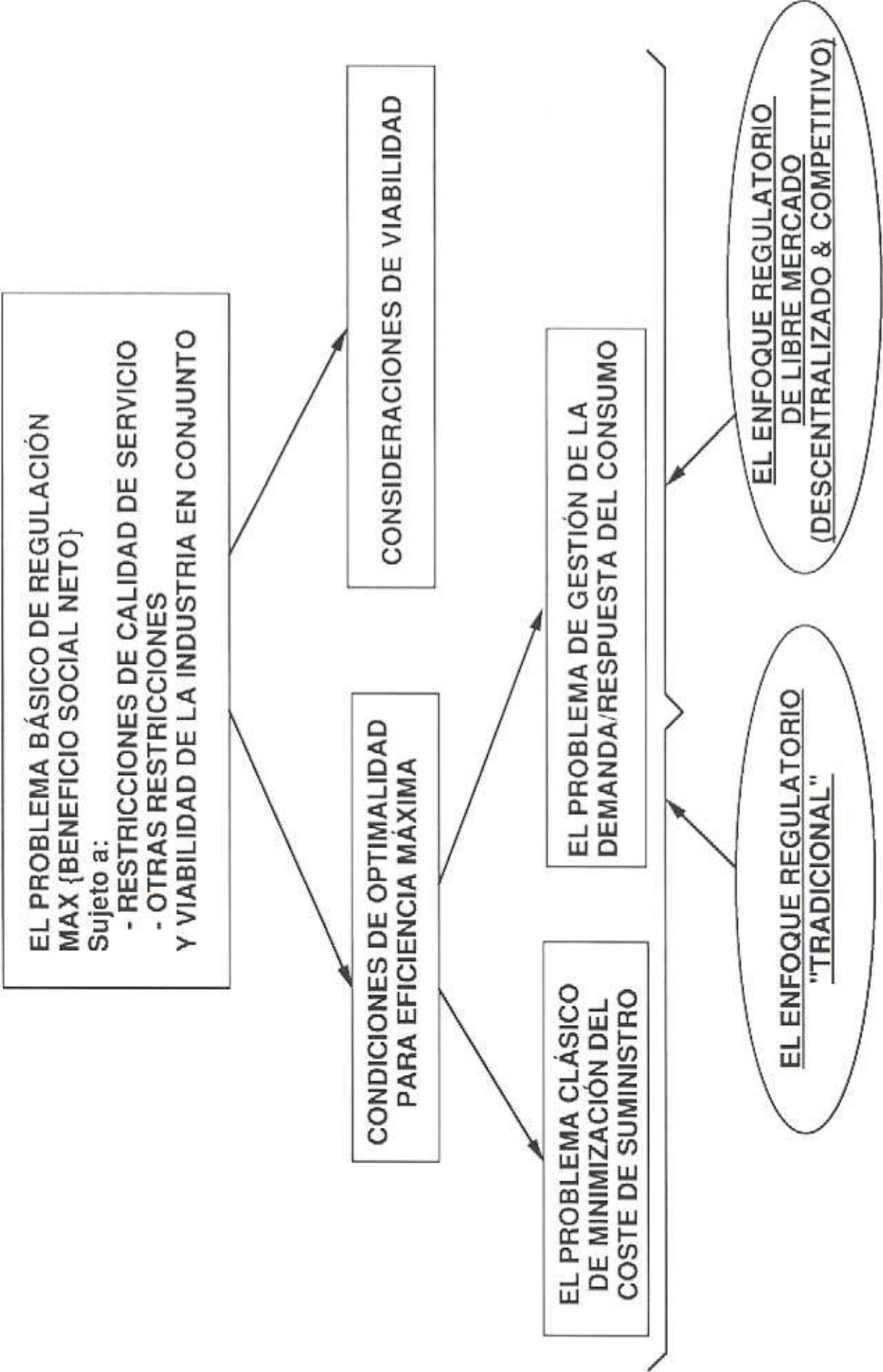
El enfoque adoptado parte de un *modelo idealizado de referencia* de la industria eléctrica (sección 3), que sirve para definir las condiciones ideales para alcanzar la máxima eficiencia económica, que ha de tratar de conseguir cualquier marco regulador real. En este modelo idealizado de referencia todas las decisiones (tanto las de suministro como las de consumo) se toman de forma centralizada, con el único objetivo de maximizar el *beneficio social neto* asociado al consumo y producción de electricidad.

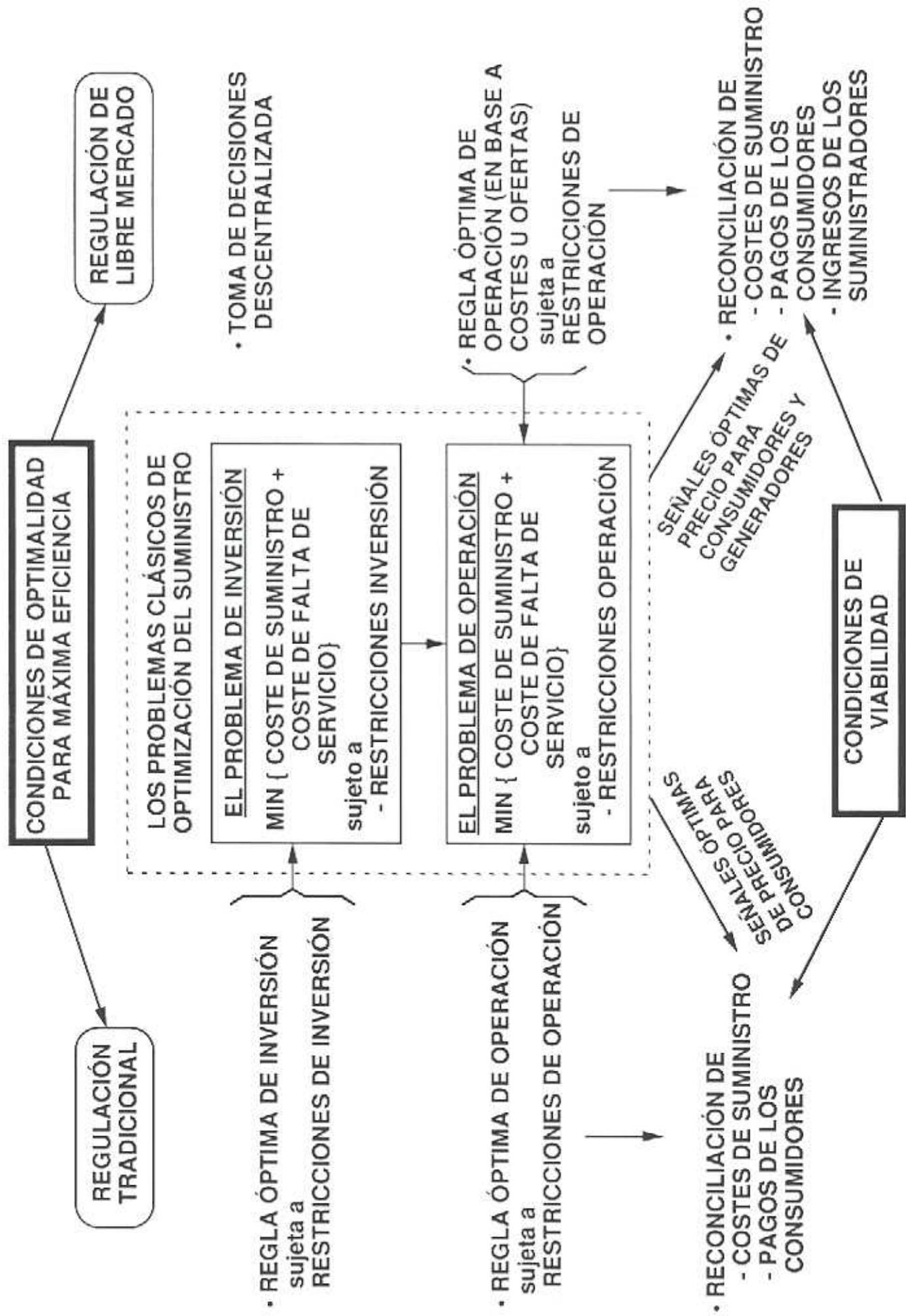
Teniendo como meta las condiciones ideales obtenidas con el modelo de referencia, es posible plantear las reglas básicas que definen cada uno de los dos paradigmas regulatorios definidos anteriormente. En el caso de la "*regulación descentralizada y competitiva*" (sección 4) se parte de un conjunto de entidades generadoras independientes, y de los consumidores asimismo independientes, y se determinan las señales de precios que unos y otros deben recibir a fin de que,

actuando cada uno de ellos con el fin exclusivo de maximizar su beneficio neto individual, el resultado conjunto sea coincidente con el especificado por las condiciones de optimalidad en el modelo de referencia.

En el caso de la *"regulación tradicional"* (sección 5), el examen de las condiciones de optimalidad del modelo de referencia permite especificar el núcleo de este esquema regulatorio, que aquí se ha denominado "el problema clásico de minimización del coste de servicio". Asimismo se precisa definir las señales económicas que los consumidores han de recibir para que su comportamiento, que siempre se supone es independiente y dirigido a maximizar su beneficio neto asociado a la utilización de la energía eléctrica, sea coincidente con lo establecido en las condiciones de optimalidad del modelo de referencia.

En lo anterior se ha prestado atención exclusivamente al aspecto de la eficiencia económica del sistema eléctrico. Sin embargo falta por comprobar que las condiciones de óptima eficiencia económica sean compatibles con otros requisitos, no menos importantes, de la industria eléctrica. En particular debe comprobarse que la óptima eficiencia económica es compatible con la viabilidad económica y financiera de las empresas suministradoras. Para ello (sección 6) se ha examinado, en el marco de las señales económicas de precios que son compatibles con las condiciones de optimalidad, el tema de la "reconciliación" de las cantidades pagadas por los consumidores, los ingresos percibidos por los suministradores y los costes totales de suministro. El término "reconciliación" es más amplio que el de meramente igualdad, pues incluye la adopción de las medidas adecuadas para ajustar las tres partidas de forma que se reduzca en lo posible el efecto distorsionador sobre la eficiencia económica y se preserve la viabilidad de las empresas.





3. ANALISIS DEL MODELO DE REFERENCIA

En esta sección se presenta el modelo idealizado de referencia del que se obtendrán las condiciones de optimalidad que han de servir como objetivo a emular por los dos esquemas regulatorios a desarrollar posteriormente. La representación del sistema eléctrico es la misma que será utilizada a lo largo de todo el documento.

El modelo incluye tanto los aspectos de "largo plazo" (i.e., programación de la capacidad instalada) y "corto plazo" (gestión de la operación de los recursos existentes), como los de consumo y suministro (este último reducido a la generación; los aspectos de red se han omitido, suponiéndose un modelo "de nudo único").

El modelo del sistema eléctrico se presenta como un problema de optimización, que es el punto común de partida de todo enfoque regulatorio de la industria eléctrica: la *maximización del beneficio social neto* asociado al consumo y producción de electricidad. Por consiguiente se incluye la función de utilidad del consumo de energía eléctrica, que se supone expresable en términos monetarios (su expresión concreta no es necesario conocerla para el tipo de estudio realizado en este documento), así como todos los costes incurridos: en inversiones en instalaciones de suministro y consumo, así como en la operación del sistema eléctrico. Se ignoran los pagos de los consumidores por la adquisición de energía eléctrica, que se suponen iguales a los ingresos de los suministradores por proporcionarla.

Lo característico del planteamiento del problema de optimización que se presenta a continuación es que no existe, como sería el caso real, un reparto en la toma de decisiones entre varios actores (uno o más suministradores, consumidores, entidad reguladora). En este modelo idealizado de referencia la optimización, esto es, la toma de decisiones, corresponde a una única entidad (cuya naturaleza no es preciso definir) que determina conjuntamente todas las decisiones que configuran el beneficio social neto de manera que sea máximo: plan de inversiones en instalaciones de suministro y consumo, operación de las instalaciones de suministro y demanda de cada consumidor en cada momento.

El modelo representa las distintas escalas de tiempo de la programación de las inversiones y la gestión de la operación. En el despacho de generación se incluye la programación de las reservas a través de la variable de potencia acoplada, en general superior a la potencia producida e inferior a la capacidad instalada disponible, para cada tipo de generación. Se incluyen restricciones sobre la fiabilidad mínima que debe conseguirse con el programa de inversiones y

sobre la seguridad mínima que debe conseguirse con la programación de las reservas. Además algunas tecnologías tienen cotas superiores o inferiores para sus capacidades instaladas y otras tienen cotas inferiores o superiores sobre sus potencias generadas. El modelo es probabilista, existiendo un conjunto de N estados de incertidumbre para cada periodo t; a cada uno de estos estados le corresponde una función distinta de utilidad del consumo (lo que equivale a una demanda diferente) y una disponibilidad distinta del equipo generador.

El modelo tiene simplificaciones importantes. No considera en absoluto la red. Las variables de inversión son continuas, por lo que más bien representan las capacidades instaladas de "tecnologías" de generación, más que grupos generadores individuales. La generación hidráulica no ha sido modelada explícitamente, aunque su efecto de acoplar la operación de unos periodos h con otros dentro de un mismo t sí que ha sido representado. La multiplicidad jerárquica de niveles en la gestión de la operación de un sistema eléctrico (despacho, programación diaria, semanal, estacional, anual o multianual) ha sido representada con los dos únicos niveles de inversión y operación, distinguiendo dentro de éste el que las potencias acopladas se programan previamente al conocimiento de la realización concreta de los estados de incertidumbre, mientras que las potencias realmente generadas se deciden a posteriori, para cada estado concreto de incertidumbre.

Con este modelado de la potencia acoplada se quiere en realidad representar simbólicamente el conjunto jerarquizado de decisiones de explotación que definen las reservas de operación del equipo generador: programación anual de descargos de los grupos, "programación horaria" (unit commitment) a nivel semanal del acoplamiento de los grupos y gestión de las reservas en el despacho diario. A fin de simplificar el modelo lo más posible, pero manteniendo cualitativamente la posibilidad de decisión y de impacto económico de las reservas, se ha optado por introducir la variable "potencia acoplada", cuyo significado preciso y su función de coste depende de los intervalos de tiempo realmente representados por los símbolos t y h más adelante.

La formulación del modelo es la siguiente (ver el Apéndice A: Glosario):

- Función objetivo a maximizar:

$$\max_{KC, K, D, G, KA} BSN = CB(D) - IC(K) - VC(G, KA) - ICC(KC)$$

siendo:

$$K = \{K_{gt}\}, D = \{D_{th}\}, G = \{G_{gth}\}, KA = \{KA_{gth}\}, KC = \{KC_{ct}\}$$

$$g = 1, \dots, G; \quad t = 1, \dots, T; \quad h = 1, \dots, H; \quad c = 1, \dots, C$$

con $n = 1, \dots, N$ escenarios de incertidumbre para cada t , cada uno con probabilidad p_n y factores SK_{gthn} tales que la capacidad de generación disponible es $SK_{gthn} \cdot K_{gt} = K_{gthn}$ (*).

La notación D se refiere al conjunto completo de elementos $\{D_{th}\}$; D_t representa el conjunto $\{D_{thn}\}$ para todos los valores que tome n ; D_{tn} corresponde al conjunto de elementos $\{D_{thn}\}$ para un valor predeterminado de n . Lo anterior es aplicable a otras variables, como KA y G .

La demanda D_{thn} es una variable de decisión del modelo y no es prefijada de antemano. Sin embargo, cada escenario de incertidumbre condiciona las funciones de utilidad del consumo $CB_{thn}(D_{thn})$ con factores externos (clima, actividad industrial, etc) de forma que difieren unas de otras según el escenario n de que se trate.

$$\begin{aligned} CB &= \sum_t CB_t(D_t) \\ &= \sum_t \sum_n p_n \cdot \sum_h CB_{thn}(D_{tn}) \end{aligned}$$

pues en general hay acoplamiento entre subperiodos h de un mismo t , por lo que CB_{thn} no sólo depende de su propio D_{thn} , sino de todos los D_{thn} del año t para un n .

$$\begin{aligned} VC &= \sum_t VC_t(G_t, KA_t) \\ &= \sum_t \sum_n p_n \cdot \sum_h VC_{th}(G_{tn}, KA_{tn}) \\ &= \sum_t \sum_n p_n \cdot \sum_h \sum_g [VG_{gth}(G_{gtn}) + VA_{gth}(KA_{gtn})] \end{aligned}$$

(*) Se supone que las decisiones KA_{gth} de acoplamiento de grupos se toman al principio del periodo (c.g., año) t , antes de conocerse los factores SK y la demanda. Por tanto:

$$KA_{gthn} = SK_{gthn} \cdot KA_{gth}$$

La decisión de despacho de producción G_{gthn} se toma tras conocerse los factores SK y la demanda. Mayor fidelidad en representar la operación real podría conseguirse con subniveles de optimización de la operación anidados jerárquicamente.

pues en general hay acoplamiento entre subperiodos h de un mismo t y los G_{gthn} para un escenario n y un año t no pueden considerarse independientes entre sí. Análogo para los KA_{gthn} . Las funciones VG_{gth} y VA_{gth} no dependen del escenario n .

$$IC = \sum_t IC_t (K_1, \dots, K_T) = \sum_t \sum_g IC_{gt} (K_{g1}, \dots, K_{gT})$$

siendo K_{gt} la capacidad instalada de la tecnología g en el año t .

$$ICC = \sum_t ICC_t (KC_1, \dots, KC_T) = \sum_t \sum_c ICC_{ct} (KC_{c1}, \dots, KC_{cT})$$

siendo KC_{ct} la capacidad instalada del consumidor (o tipo de consumo) c en el año t .

• Restricciones sobre la inversión (*):

$$i) \quad FIAB_t (K_t, D_t) = \sum_n p_n \cdot \sum_h FIAB_{thn} (K_{tn}, D_{tn}) \geq FIABMIN_t \quad (p_t)$$

donde el sumatorio sobre n es opcional, si se trata de una medida probabilista.

$$ii) \quad K_{gt} \geq KMIN_{gt}, t = 1, \dots, T; g \in GK_{in} \quad (q_{gt})$$

$$iii) \quad K_{gt} \leq KMAX_{gt}, t = 1, \dots, T; g \in GK_M \quad (r_{gt})$$

• Restricciones sobre la operación (t dado):

$$i) \quad \sum_g G_{gthn} \geq D_{thn}, \forall h, n \quad (**) \quad (\mu_{thn})$$

$$ii) \quad G_{gthn} \leq SK_{gthn} \cdot KA_{gth}, \forall g, h, n \quad (\alpha_{gthn})$$

$$iii) \quad KA_{gth} \leq K_{gt}, \forall g, h \quad (\gamma_{gth})$$

$$iv) \quad \begin{aligned} \text{SEGUR}_{th} (KA_{th}, D_{th}) &= \sum_n p_n \cdot \text{SEGUR}_{thn} (KA_{thn}, D_{thn}) \geq \\ &\geq \text{SEGURMIN}_{th}, \forall h \end{aligned} \quad (\eta_{th})$$

(*) Se indica en paréntesis junto a cada restricción el multiplicador de Lagrange que le corresponde, ver sección 3.1.

(**) Formalmente no hay energía no suministrada en ningún caso, pues se supone existe una tecnología sin coste de inversión ni de acoplamiento, de coste variable igual al de la energía no suministrada, con la que siempre puede cubrirse la demanda. Se utiliza \geq en vez de $=$ para evitar hipotéticos problemas de infactibilidad por causa de que las restricciones tipo (ii) obliguen a que la generación supere a la demanda.

donde el sumatorio sobre n es opcional, solamente se usa si se trata de una medida probabilista.

- v) $G_{gthn} \leq GMAX_{gth}, \forall h,n; g \in G_M$ (π_{gthn})
- vi) $G_{gthn} \geq GMIN_{gth}, \forall h,n; g \in G_m$ (ω_{gthn})
- vii) $G_{gthn} \geq 0, \forall g,h,n$ (β_{gthn})
- viii) $KA_{gth} \geq 0, \forall g,h$ (ξ_{gth})
- ix) $D_{cthn} \leq KC_{ct}, \forall c,h,n$ (ϵ_{cthn})
- x) $D_{thn} = \sum_c D_{cthn}$ (δ_{thn})

Es importante resaltar que las tecnologías de generación incluyen como una más de ellas la energía no suministrada. De esta forma la función de coste VG incluye, además de los costes variables de producción, los costes ocasionados a los consumidores por la falta de servicio cuando ésta ocurra. Aclaración: el coste de energía no suministrada, aunque es una información implícita en la función de utilidad del consumo CB, debe aparecer explícitamente en la función CV. El motivo es que, supuesto un valor cualquiera de la demanda D, la función CB(D) proporciona la utilidad obtenida si D fuese totalmente satisfecha mientras que VC ha de incluir el coste de energía no suministrada en caso de que no sea posible suministrar D por completo.

Las restricciones (ii, iii) sobre las inversiones y (v, vi) sobre las potencias generadas pueden representar diversos tipos de restricciones de las que se encuentran en los sistemas eléctricos reales. Por ejemplo (ii) puede responder a planteamientos de protección de recursos autóctonos, de restricciones impuestas por contratos a largo plazo de compra de determinados combustibles o de diversificación de tecnologías de generación; (iii) puede corresponder a alguna de las anteriores, a una moratoria nuclear, al agotamiento de los recursos necesarios para alguna tecnología (e.g., emplazamientos hidráulicos), a la reducción de impacto ambiental o a la existencia de recursos financieros limitados.

Por otro lado las restricciones sobre la operación (v, vi) pueden corresponder a criterios de prioridad no estrictamente económicos en la utilización de combustibles, a protección de recursos autóctonos, a restricciones medioambientales, a la existencia de cuotas o límites en la utilización de determinados combustibles, a limitaciones en el producible hidráulico, a restricciones de mínimo técnico de grupos acoplados, a restricciones técnicas no incluidas en el modelo (típicamente restricciones de red, como el mantenimiento de un determinado perfil de tensiones, o el evitar sobrecargar una instalación de red; también limitaciones en la flexibilidad de operación o capacidad temporal de respuesta de los grupos).

Aunque en el modelo de referencia no es necesario, en el estudio de los dos esquemas regulatorios considerados será preciso concretar más sobre la naturaleza de estas restricciones. En particular será relevante distinguir entre restricciones “comunes”, “externas” e “internas”, consideradas todas ellas bajo el punto de vista del generador:

- **restricciones comunes**, que son propias de un generador o tecnología de generación (i.e., que el generador no puede hacer otra cosa que cumplirlas, como el agotamiento de una tecnología o un mínimo técnico) y que del mismo modo habrían de ser satisfechas también por un gestor del sistema, pues tampoco puede modificarlas. Estas restricciones aparecen explícitamente en la formulación del problema de optimización a nivel global y *también* en el problema de optimización del grupo generador correspondiente.
- **restricciones externas**, que provienen de necesidades o criterios exclusivamente a nivel del sistema (e.g., grupo que debe generar para mantener el nivel de tensión en un nudo, o que debe limitar su nivel de producción por consideraciones medioambientales del sistema en su conjunto), pero que el grupo por sí mismo no tendría por qué cumplirlas. Estas restricciones sólo aparecen explícitamente en la formulación del problema de optimización a nivel global, pero no en el problema de optimización del grupo generador correspondiente. Para conseguir su cumplimiento en un modelo de tipo descentralizado, la regulación debe incluir incentivos adecuados (“ajustes”) en el sistema de remuneración de los grupos generadores, que les hagan comportarse por sí mismos como en el modelo de referencia.
- **restricciones internas**, que provienen de necesidades o criterios exclusivamente a nivel de un grupo (e.g., contrato “take or pay” de combustible que obliga al grupo por motivos económicos a generar por encima de un umbral, pero que no entra dentro de las consideraciones para el despacho óptimo del gestor del sistema global), pero que a nivel del sistema no habría fundamento para cumplirlas. Estas restricciones sólo aparecen explícitamente en la formulación del problema de optimización del grupo individual, pero no en el problema de optimización a nivel global. Ahora ni el gestor del sistema global ni la entidad reguladora tienen motivo para interferir en el sistema de precios. Por el contrario, es ahora el grupo individual correspondiente el que debe modificar los precios que aplicaría en una situación normal de competencia perfecta, para conseguir que se cumplan sus restricciones.

Para obtener las condiciones de optimalidad se ha recurrido a la *metodología de las funciones de Lagrange*. Esta técnica no se ha seleccionado como algoritmo de optimización, pues aquí no se va a tratar de determinar la solución óptima, ni en forma analítica ni numéricamente. Se ha seleccionado porque permite escribir las condiciones de optimalidad en forma elegante y sencilla, y porque proporciona una interpretación económica directa a los efectos de las restricciones. Para mayor información sobre este método, puede consultarse uno de los numerosos textos existentes sobre optimización matemática.

A continuación se vuelve a formular el problema de optimización presentado anteriormente, pero ahora con el formato de la función de Lagrange. Debe advertirse que el valor numérico de la función BSN no cambia por el hecho de que se le añadan los términos del producto de cada restricción por su "multiplicador" o variable dual, ya que en cada uno de estos productos uno de los dos factores ha de ser nulo; la ventaja de la función de Lagrange es que permite expresar en forma sencilla y fácilmente interpretable las condiciones de optimalidad y que muestra explícitamente la dependencia del óptimo del problema con respecto a cada uno de los parámetros y variables de la función objetivo y de las restricciones. En este caso la función de Lagrange es:

$$\begin{aligned} \text{BSN}^* = \max_{K, KC} \text{BSN}(K, KC, D) = & -IC(K) - ICC(KC) + \text{BSN}_C^*(K, KC) - \\ & - \sum_t p_t \cdot [FIABMIN_t - FIAB_t(K_t, D_t)] - \\ & - \sum_t \sum_{g \in GK_m} (KMIN_{gt} - K_{gt}) \cdot q_{gt} - \\ & - \sum_t \sum_{g \in GKM} (K_{gt} - KMAX_{gt}) \cdot r_{gt} \end{aligned}$$

siendo $\text{BSN}_C^*(K, KC)$ el resultado de una optimización realizada a nivel del corto plazo, en la que, fijados K y KC , se obtiene el valor óptimo de D , entre otras variables:

$$\begin{aligned} \text{BSN}_C^*(K, KC) = \max_{G, KA, D} \text{BSN}_C(K, KC, D, G, KA) = & \sum_t \left\{ \sum_n p_n \cdot \sum_h \sum_c CB_{cthn}(D_{ctn}) - \right. \\ & - \sum_n p_n \cdot \sum_h \sum_g [VG_{gth}(G_{gtn}) + VA_{gth}(KA_{gtn})] - \\ & \left. - \sum_n \sum_h \mu_{thn} \cdot (D_{thn} - \sum_g G_{gthn}) - \right. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& - \sum_n \sum_h \sum_g \alpha_{gthn} \cdot (G_{gthn} - SK_{gthn} \cdot KA_{gth}) - \\
& - \sum_h \sum_g \gamma_{gth} \cdot (KA_{gth} - K_{gt}) - \\
& - \sum_h \eta_{th} \cdot [SEGURMIN_{th} - SEGUR_{th}(KA_{th}, D_{th})] - \\
& - \sum_n \sum_h \sum_{g \in G_M} \pi_{gthn} \cdot (G_{gthn} - GMAX_{gth}) - \\
& - \sum_n \sum_h \sum_{g \in G_m} \omega_{gthn} \cdot (GMIN_{gth} - G_{gthn}) + \\
& + \sum_n \sum_h \sum_g \beta_{gthn} \cdot G_{gthn} + \sum_h \sum_g \xi_{gth} \cdot KA_{gth} - \\
& - \sum_n \sum_h \sum_c \epsilon_{cthn} \cdot (D_{cthn} - KC_{ct}) - \\
& - \sum_n \sum_h \delta_{thn} \cdot \left(\sum_c D_{cthn} - D_{thn} \right) \}
\end{aligned}$$

donde K y KC son ahora parámetros que se definen al nivel del largo plazo.

Nótese que, dependiendo del tipo de función que se haya elegido, el cálculo de la función $FIAB_t(KT, Dt)$ puede ser tan complejo como el propio problema de optimización del beneficio social neto en el corto plazo BSN_C . Este sería el caso cuando $FIAB_t$ fuese por ejemplo el valor esperado de la energía no suministrada sobre todos los estados de incertidumbre n . En el desarrollo que sigue se tratará $FIAB_t$ de forma implícita, con lo que los resultados obtenidos serán independientes de la naturaleza de $FIAB_t$. La función $SEGUR_{th}(KA_{th}, D_{th})$ también puede ser tan simple o compleja como se desee, aunque aquí también será tratada en forma implícita.

3.1. SEPARABILIDAD DE LAS FUNCIONES DE SUMINISTRO Y CONSUMO

En lo posible es conveniente desglosar en el modelo completo de referencia la parte (i.e., función objetivo y restricciones) que corresponde al suministro de la que corresponde al consumo. Esto facilita la interpretación de los resultados y la definición de la normativa reguladora, como se verá particularmente en la sección 5.

En la formulación correspondiente al corto plazo se puede descomponer:

$$BSN_C (K, KC, D, G, KA) = BSC_C (D, KC) - SC_C (K, G, KA, D)$$

donde:

BSC_C = beneficio social del consumo en el corto plazo. En su cálculo KC es parámetro y D variable de decisión en el corto plazo; el consumo necesitaría información sobre precios para tomar decisiones por sí mismo; no se explicita la compraventa de energía (ya que en todo caso se cancela), sería indiferente el mecanismo que se adoptase de precios entre suministro y consumo.

SC_C = coste de suministro en el corto plazo (es idéntico en valor a VC , pero tiene explícitas las restricciones incorporadas (que aportan cero) con lo que aparecen explícitos los parámetros de los que depende. Esta es la diferencia entre la "función objetivo" VC y el "lagrangiano" que incorpora toda la información sobre el problema de optimización SC_C . En el cálculo de SC_C , resulta que K, D son parámetros y G, KA variables de decisión en el corto plazo. El suministro requiere un marco regulador, precios, etc, para tomar decisiones por sí mismo.

La expresión de cada una de estas funciones es:

$$BSC_C = \sum_t \left\{ \sum_n p_n \cdot \sum_h \sum_c CB_{cthn} (D_{ctn}) - \sum_n \sum_h \sum_c \epsilon_{cthn} \cdot (D_{cthn} - KC_{ct}) \right\}$$

SC_C = el resto de la expresión de BSN_C no cubierta por BSC_C . Adviértase que esta función incorpora, a través de la generación ficticia citada anteriormente, el coste para los consumidores de la energía no suministrada.

Asimismo, desde la perspectiva del largo plazo:

$$\begin{aligned} BSN &= BSC_C (D, KC) - ICC (KC) - \\ &- SC_C (K, G, KA, D) - SC_L (K, D) = \\ &= BSC (D, KC) - SC (K, G, KA, D) \end{aligned}$$

Debe recordarse, para evitar errores de interpretación, que la función SC_L *solamente incluye los costes de inversión* y no los costes totales contemplados desde la perspectiva del largo plazo.

3.2. CONDICIONES DE OPTIMALIDAD

Se trata de las condiciones que deben satisfacer las variables de decisión del problema de optimización formulado en la sección anterior, teniendo en cuenta tanto la función objetivo como las restricciones, de forma que tanto los programas de inversiones en suministro y consumo, como la gestión de ambos en el corto plazo, sean óptimos. Estas variables son K , K_C , G , K_A y D .

Las condiciones (necesarias) de optimalidad se obtienen simplemente igualando a cero la derivada de la función lagrangiana con respecto a cada una de las variables de decisión. A continuación se obtienen las condiciones de optimalidad y se proporciona una interpretación económica de cada una de ellas. En la próxima sección se completa esta interpretación al explicar el significado económico de cada uno de los multiplicadores de Lagrange.

• Condición de optimalidad para K_{gt} :

$$\begin{aligned} \frac{\partial BSN}{\partial K_{gt}} = 0 &= - \frac{\partial SC}{\partial K_{gt}} = - \frac{\partial SC_L}{\partial K_{gt}} - \frac{\partial SC_C}{\partial K_{gt}} = \\ &= - \frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} + p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} + q_{gt} - r_{gt} + \sum_h \gamma_{gth} \end{aligned}$$

Interpretación global:

$$\boxed{\frac{\partial SC_L}{\partial K_{gt}} = - \frac{\partial SC_C}{\partial K_{gt}}}$$

Esto es, se ha de invertir en la tecnología g para minimizar el coste total de suministro SC , de forma que se invierta hasta que el incremento en la función de coste de largo plazo SC_L (coste marginal de inversión y el posible efecto a través de restricciones activas de largo plazo) iguale al ahorro marginal en la función de coste de corto plazo SC_C , que es el coste de explotación (incluyendo sus propias restricciones, a través de las cuales precisamente se manifiesta el efecto de K_{gt}). Esta función de coste de corto plazo incluye el coste de falta de suministro para los consumidores, como se indicó anteriormente.

Notar que:

$$\frac{\partial SC_C}{\partial K_{gt}} = - \sum_h \gamma_{gth}$$

$$\frac{\partial SC_L}{\partial K_{gt}} = + \frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} - p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} - q_{gt} + r_{gt}$$

Cuando la restricción de fiabilidad es activa ($p_t > 0$) la condición de optimalidad para K_{gt} debe interpretarse en términos de la sustitución de la tecnología de punta K_{pt} por K_{gt} y su implicación en costes de inversión y explotación (ver para ello la interpretación de p_t en la sección 3.3).

• **Condición de optimalidad para G_{gthn} :**

$$\frac{\partial BSN}{\partial G_{gthn}} = - \frac{\partial SC_C}{\partial G_{gthn}} = 0 = -p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VG_{gthk}(G_{gtn})}{\partial G_{gthn}} + \mu_{gthn} - \alpha_{gthn} - \pi_{gthn} + \omega_{gthn} + \beta_{gthn}$$

La notación empleada

$$\sum_k \frac{\partial VG_{gthk}(G_{gtn})}{\partial G_{gthn}}$$

indica que la derivada se realiza con respecto a una única variable G_{gthn} pero que, debido a los acoplamientos entre periodos en el cálculo de los costes variables de un generador, la derivada debe extenderse al valor de la función VG_{gth} sobre todos los subperiodos $h=1, \dots, H$ del periodo t , pues VG_{gth} depende en general de $G_{gthn}, h=1, \dots, H$.

Análoga notación se emplea para las derivadas de VA_{gth} respecto a KA_{gth} , más adelante.

Interpretación global:

$$\boxed{\frac{\partial SC_C}{\partial G_{gthn}} = 0}$$

Esto es, el despacho de generación debe ser tal que se minimice el coste de suministro (incluyendo el coste de falta de servicio en el corto plazo para los consumidores) en el corto plazo.

• Condición de optimalidad para KA_{gth} :

$$\frac{\partial BSN}{\partial KA_{gth}} = 0 = \frac{\partial SCC}{\partial KA_{gth}} = - \sum_n p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VA_{gthk}(KA_{gthn})}{\partial KA_{gthn}} \cdot SK_{gthn} + \\ + \sum_n \alpha_{gthn} \cdot SK_{gthn} \cdot \gamma_{gth} + \frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial KA_{gth}} \cdot \eta_{th} + \xi_{gth}$$

Interpretación global:

$$\frac{\partial SCC}{\partial KA_{gth}} = 0$$

Esto es, la programación de la potencia acoplada debe ser tal que se minimice el coste de suministro en el corto plazo (incluyendo el coste de falta de servicio en el corto plazo para los consumidores). Adviértase que la potencia acoplada se programa previamente a la realización de los estados de incertidumbre, por lo que es la misma para todos ellos, excepto por el efecto del coeficiente de disponibilidad SK_{gthn} .

• Condición de optimalidad para D_{thn} :

$$\frac{\partial BSN}{\partial D_{thn}} = 0 = - \frac{\partial SC_L}{\partial D_{thn}} - \frac{\partial SCC}{\partial D_{thn}} + \frac{\partial BSC_C}{\partial D_{thn}} = \\ = p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial D_{thn}} - \mu_{thn} + \eta_{th} \cdot \frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial D_{thn}} + \delta_{thn}$$

• Condición de optimalidad para D_{cthn} :

$$\frac{\partial BSN}{\partial D_{cthn}} = 0 = \frac{\partial BSC_C}{\partial D_{cthn}} = - \epsilon_{cthn} - \delta_{thn} + p_n \cdot \sum_k \frac{\partial CB_{ctkn}(D_{ctn})}{\partial D_{cthn}}$$

Combinando ambas se elimina la obviedad de que un incremento en D_{cthn} supone un incremento idéntico en D_{thn} :

$$0 = p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial D_{thn}} - \mu_{thn} + \eta_{th} \cdot \frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial D_{thn}} - \epsilon_{cthn} + p_n \cdot \sum_h \frac{\partial CB_{cthn}(D_{ctn})}{\partial D_{cthn}}$$

Interpretación global:

$$\frac{\partial \text{BSC}_C}{\partial D_{thn}} = \frac{\partial \text{SC}_C}{\partial D_{thn}} + \frac{\partial \text{SC}_L}{\partial D_{thn}}$$

Esto es, en el óptimo el beneficio marginal de un incremento en el consumo en un instante th es igual al coste marginal de suministro, con respecto a un incremento en la demanda. Este coste marginal es el de largo plazo (ver más adelante) pues así se han planteado las condiciones de optimalidad, como si hubiese posibilidad de respuesta en el largo plazo. Si se supone una variación de demanda exclusivamente en el contexto del corto plazo, resulta ser:

$$\frac{\partial \text{BSC}_C}{\partial D_{thn}} = \frac{\partial \text{SC}_C}{\partial D_{thn}}$$

Más adelante se analizarán las causas e implicaciones de esta diferencia entre $\frac{\partial \text{SC}_C}{\partial D_{thn}}$ y $\frac{\partial \text{SC}}{\partial D_{thn}}$, ver secciones 5.1 y 7.

• Condición de optimalidad para KC_{ct} :

$$\begin{aligned} \frac{\partial \text{BSN}}{\partial \text{KC}_{ct}} = 0 &= \frac{\partial \text{BSC}}{\partial \text{KC}_{ct}} = \frac{\partial \text{BSC}_C}{\partial \text{KC}_{ct}} - \frac{\partial \text{ICC}}{\partial \text{KC}_{ct}} = \\ &= \sum_n \sum_h \epsilon_{ctln} - \frac{\partial \text{ICC}_C}{\partial \text{KC}_{ct}} \end{aligned}$$

Interpretación global:

$$\frac{\partial \text{ICC}}{\partial \text{KC}_{ct}} = \frac{\partial \text{BSC}_C}{\partial \text{KC}_{ct}}$$

Esto es, invertir en capacidad de consumo del tipo c para maximizar el beneficio del consumidor (ignorando aquí los costes de compra de la energía, que no resultan afectados por un cambio en KC), de forma que se invierta hasta que el coste marginal de inversión iguale el beneficio marginal por la mayor posibilidad de consumo.

3.3. INTERPRETACION DE LOS MULTIPLICADORES

• Multiplicador γ_{gth} :

$$\sum_h \gamma_{gth} = - \frac{\partial \text{SC}_C}{\partial K_{gt}}$$

que es el ahorro en los costes de suministro de corto plazo, i.e., los "costes variables", del año t , por aumentar la capacidad instalada de la tecnología g . Ver más adelante una expresión e interpretación más explícita de q_{gt} .

• **Multiplicador q_{gt} :**

$$q_{gt} = - \frac{\partial \text{BSN}}{\partial \text{KMIN}_{gt}}$$

y en el problema de optimización de las inversiones en generación para minimizar el coste de suministro, que se desprende de la condición de optimalidad sobre K_{gt} (ver para detalles la sección 6), es:

$$q_{gt} = - \frac{\partial \text{SC}}{\partial \text{KMIN}_{gt}}$$

• **Multiplicador r_{gt} :**

Análoga interpretación a q_{gt}

$$r_{gt} = \frac{\partial \text{BSN}}{\partial \text{KMAX}_{gt}}$$

y en el citado problema de minimización del coste de suministro

$$r_{gt} = \frac{\partial \text{SC}}{\partial \text{KMAX}_{gt}}$$

• **Multiplicador p_t :**

Para cada tecnología g en el año t debe cumplirse:

$$\frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial \text{K}_{gt}} \cdot p_t = \frac{\partial \text{IC}_g}{\partial \text{K}_{gt}} - \left(- \frac{\partial \text{SC}_g}{\partial \text{K}_{gt}} \right) + r_{gt} - q_{gt}$$

En ausencia de restricciones activas sobre la inversión en generación ($p_t, q_{gt}, r_{gt} = 0$) se cumple la clásica igualdad entre los costes marginales de inversión y los ahorros asociados en el suministro a corto plazo. Si la restricción de fiabilidad es activa ($p_t > 0$) el programa de inversiones en generación no es estrictamente óptimo económicamente y p_t es una medida

(independiente de la tecnología g) del desequilibrio ocasionado en la citada clásica igualdad para cada tecnología según su repercusión en la restricción de fiabilidad. Si esta restricción fuese

$$\sum_g K_{gt} \geq \text{MARGEN}_t$$

sería $\frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial K_{gt}} = 1$; pero la expresión puede ser más compleja, como por ejemplo un límite sobre el valor esperado de la energía no suministrada

$$\text{ENS}_t(K_t, D_t) = \sum_n p_n \cdot \sum_h \text{ENS}_{thn}(K_{tn}, D_{tn}) \leq \text{ENSMAX}_t$$

de forma que las capacidades de distintas tecnologías tengan un impacto diferenciado sobre la función de fiabilidad, según sean sus características técnicas.

Si las restricciones directas sobre la capacidad instalada de ciertas tecnologías ($g \in \text{GK}_m$, $g \in \text{GK}_M$) son activas ($r_{gt} > 0$, ó $q_{gt} > 0$), también se rompe la clásica igualdad entre coste marginal de inversión y ahorro marginal de operación del equipo generador, pero solamente para cada una de las tecnologías afectadas.

Para determinar la expresión de p_t , se aplica la condición de optimalidad para K_{gt} a la tecnología de punta p , que se supondrá no pertenece al grupo de las que tienen restricciones sobre la inversión GK_m o GK_M . En este caso:

$$p_t = \left(\frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial K_{pt}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial \text{IC}_p}{\partial K_{pt}} + \frac{\partial \text{SCC}}{\partial K_{pt}} \right)$$

y para calcular p_t es preciso determinar el efecto marginal de un incremento en la capacidad instalada de la tecnología de punta sobre:

- la medida adoptada de fiabilidad FIAB_t .
- el coste de suministro en el corto plazo (típicamente por reducción en la energía no suministrada).

Para una tecnología $g \in \text{GK}_m$ con $q_{gt} > 0$ (debe ser $r_{gt} = 0$):

$$q_{gt} = \left(\frac{\partial \text{IC}_g}{\partial K_{gt}} + \frac{\partial \text{SCC}}{\partial K_{gt}} \right) - \left(\frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial K_{gt}} \right) \cdot \left(\frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial K_{pt}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial \text{IC}_p}{\partial K_{pt}} + \frac{\partial \text{SCC}}{\partial K_{pt}} \right)$$

donde para restricciones razonables de fiabilidad el factor

$$\left(\frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial K_{gt}} \right) \cdot \left(\frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial K_{pt}} \right)^{-1}$$

debe ser la unidad o próximo a ella (e.g., ratio de las disponibilidades medias de las tecnologías g y p).

Análogamente, si $r_{gt} > 0$ (siendo $q_{gt} = 0$):

$$r_{gt} = \left(\frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial K_{gt}} \right) \cdot \left(\frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial K_{pt}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial \text{IC}_p}{\partial K_{pt}} + \frac{\partial \text{SC}_C}{\partial K_{pt}} \right) - \left(\frac{\partial \text{IC}_g}{\partial K_{gt}} + \frac{\partial \text{SC}_C}{\partial K_{gt}} \right)$$

• **Multiplicador μ_{thn} :**

$$\mu_{thn} = P_n \cdot \sum_k \frac{\partial V G_{gth}(G_{gtn})}{\partial G_{gthn}} + (\alpha_{gthn} - \beta_{gthn}) + (\pi_{gthn} - \omega_{gthn})$$

donde:

- $\pi_{gthn}, \omega_{gthn} = 0$, excepto para las tecnologías $g \in G_m, G_M$ con restricciones externas sobre la operación,
- $\alpha_{gthn}, \beta_{gthn}$ son positivas cuando G_{gthn} está en su límite superior, que determina la potencia acoplada KA_{gthn} , o en su límite inferior nulo. Por simplificar se han ignorado en este modelo los mínimos técnicos, pues introducen la complejidad de que su valor es dependiente de la potencia acoplada (se modelaría como proporcional a ella).

Ignorando por un momento los acoplamientos entre periodos (para facilitar la interpretación) y aplicando la expresión de μ_{thn} (cuyo valor es independiente de la tecnología) a la tecnología m al margen en el despacho del periodo th y estado de incertidumbre n:

$$\mu_{thn} = P_n \cdot \frac{\partial V G_{mth}}{\partial G_{mthn}}$$

que permite determinar el valor de μ_{thn} .

En el caso más general con acoplamientos:

$$\mu_{tln} = p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VG_{mkt}(G_{mtn})}{\partial G_{mth}}$$

Por otro lado, en el problema de minimización del coste de suministro en el corto plazo SC_C al que conducen las condiciones de optimalidad para G_{gthn} y KA_{gth} (ver sección 6), resulta ser:

$$\frac{\partial SC_C}{\partial D_{tln}} = \mu_{tln} - \eta_{tln} \cdot \frac{\partial SEGUR_{tln}}{\partial D_{tln}}$$

de forma que, en ausencia de una restricción activa de seguridad dependiente de D_{tln} , μ_{tln} es el coste marginal de suministro a corto plazo para el periodo t y estado de incertidumbre n .

• **Multiplicadores α_{gthn} , β_{gthn} , π_{gthn} y ω_{gthn} :**

Una vez obtenida la expresión de μ_{tln} , para una tecnología g con operación no limitada externamente ($\pi_{gthn}, \omega_{gthn} = 0$) y despachada al límite máximo que su potencia acoplada permite ($\alpha_{gthn} > 0$, $\beta_{gthn} = 0$):

$$\alpha_{gthn} = p_n \cdot \left[\frac{\partial VG_{mth}}{\partial G_{mthn}} - \frac{\partial VG_{gth}}{\partial G_{gthn}} \right]$$

que es el extracoste de generar con la tecnología m al haberse agotado la generación posible con g .

Para una tecnología g tampoco limitada externamente pero que no genera nada ($\alpha_{gthn} = 0$, $\beta_{gthn} > 0$):

$$\beta_{gthn} = p_n \cdot \left[\frac{\partial VG_{gth}}{\partial G_{gthn}} - \frac{\partial VG_{mth}}{\partial G_{mthn}} \right]$$

que es el extracoste en que se incurriría por reemplazar la generación marginal existente m por la generación g .

De análoga forma se obtienen las expresiones para π_{gthn} (siendo $\alpha_{gthn}, \beta_{gthn}, \omega_{gthn} = 0$) y ω_{gthn} (siendo $\alpha_{gthn}, \beta_{gthn}, \pi_{gthn} = 0$), con interpretaciones similares a las de α_{gthn} y β_{gthn} , respectivamente.

$$\pi_{gthn} = p_n \cdot \left[\frac{\partial VG_{mth}}{\partial G_{mthn}} - \frac{\partial VG_{gth}}{\partial G_{gthn}} \right]$$

$$\omega_{gthn} = p_n \cdot \left[\frac{\partial VG_{gth}}{\partial G_{gthn}} - \frac{\partial VG_{mth}}{\partial G_{mthn}} \right]$$

• **Multiplicadores** γ_{gth} , η_{th} y ξ_{gth} :

Se comienza por completar, bajo el punto de vista de la operación, la interpretación de γ_{gth} . Recuérdese que el valor de KA_{gth} es único para todos los estados de incertidumbre n :

$$\gamma_{gth} = - \sum_n p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VA_{gk}(KA_{gthn})}{\partial KA_{gthn}} \cdot SK_{gthn} + \sum_n \alpha_{gthn} \cdot SK_{gthn} + \xi_{gth} + \eta_{th} \cdot \frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial KA_{gth}}$$

Supóngase para simplificar la interpretación, que no existe acoplamiento entre periodos th ; entonces, para la tecnología l al margen en potencia acoplada (i.e., para la que no se ha programado como acoplada toda la capacidad instalada existente) en un periodo th ha de ser ($\xi_{gth} = 0$):

$$\gamma_{lth} = 0,$$

y si la restricción de seguridad no existe o no es activa ($\eta_{th} = 0$):

$$\sum_n p_n \cdot \frac{\partial VA_{lth}(KA_{lthn})}{\partial KA_{lthn}} \cdot SK_{lthn} = \sum_n SK_{lthn} \cdot \alpha_{lthn},$$

que expresa que en el punto óptimo de operación el coste marginal de incrementar la potencia acoplada de la tecnología marginal l es igual al ahorro en costes de operación por disponer de mayor potencia acoplada de l , según la interpretación de α_{gthn} . La presencia de la restricción activa de seguridad ($\eta_{th} > 0$, independiente de la tecnología) perturba este equilibrio.

Con $\eta_{th} = 0$, para tecnologías con potencia acoplada positiva ($\xi_{gth} = 0$) e igual a la capacidad instalada existente

$$\gamma_{gth} = - \sum_n p_n \cdot \frac{\partial VA_{gth}(KA_{gthn})}{\partial KA_{gthn}} \cdot SK_{gthn} + \sum_n \alpha_{gthn} \cdot SK_{gthn}$$

La interpretación de ξ_{gthn} , es ser el extracoste en acoplamiento de potencia por alterar la programación de potencia acoplada introduciendo una tecnología no programada g en el periodo th, para el estado de incertidumbre n.

Cuando la restricción de seguridad está activa $\eta_{th} > 0$, siendo

$$\eta_{th} = - \frac{\partial BSN}{\partial \text{SEGURMIN}_{th}}$$

y también, en el problema de minimización del coste de suministro a corto plazo SC_C al que conducen las condiciones de optimalidad para G_{gthn} y KA_{gth} , con D_i como parámetro, es

$$\eta_{th} = - \frac{\partial SC_C}{\partial \text{SEGURMIN}_{th}}$$

En este caso general de $\eta_{th} > 0$, para la tecnología al margen en potencia acoplada ($\gamma_{th} = 0$; ver que normalmente también será $\alpha_{lthn} = 0$, pues las restricción de seguridad impone potencia acoplada extra y los costes de producción dominan con mucho a los de acoplamiento, por lo que la potencia acoplada al margen corresponderá a una tecnología de generación cara y no despachada al máximo), será

$$\eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial KA_{lth}} = \sum_n p_n \cdot \frac{\partial VA_{lth}(KA_{lthn})}{\partial KA_{lthn}} \cdot SK_{lthn}$$

y en el caso más general con acoplamientos entre periodos para la función VA_{lth}^* :

$$\eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial KA_{lth}} = \sum_n p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VA_{lthk}(KA_{lthn})}{\partial KA_{lthn}} \cdot SK_{lthn}$$

lo que determina el valor de η_{th} , que es independiente de la tecnología. Para otra tecnología g con potencia acoplada positiva y no al margen (i.e., igual a la capacidad instalada)

$$\begin{aligned} \gamma_{gth} = & \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial KA_{gth}} \cdot \left(\frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial KA_{lth}} \right)^{-1} \cdot \sum_n p_n \cdot \frac{\partial VA_{lth}}{\partial KA_{lthn}} \cdot SK_{lthn} - \\ & - \sum_n p_n \cdot \frac{\partial VA_{gth}}{\partial KA_{gth}} \cdot SK_{gthn} + \sum_n \alpha_{gthn} \cdot SK_{gthn} \end{aligned}$$

donde para restricciones razonables de seguridad el producto de los dos primeros factores debe ser la unidad; α_{gthn} será > 0 cuando la potencia despachada de g iguale a la acoplada.

La expresión más general de γ_{gth} , con acoplamientos entre periodos es (*):

$$\gamma_{gth} = \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial \text{KA}_{gth}} \cdot \left(\frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial \text{KA}_{lth}} \right)^{-1} \cdot \sum_n p_n \cdot \sum_k \frac{\partial \text{VA}_{ltk}(\text{KA}_{ltn})}{\partial \text{KA}_{lthn}} \cdot \text{SK}_{lthn} -$$

$$- \sum_n p_n \cdot \sum_k \frac{\partial \text{VA}_{gk}(\text{KA}_{gtn})}{\partial \text{KA}_{gthn}} \cdot \text{SK}_{gthn} + \sum_n \alpha_{gthn} \cdot \text{SK}_{gthn}$$

(*) Recuérdese el supuesto razonable realizado de que, cuando $\eta_{th} > 0$, para $g = 1$ es $\alpha_{lthn} = 0$. Si no lo fuese, habría que añadir un término adicional en η_{th} y por tanto en γ_{gth} .

4. CONDICIONES DE OPTIMALIDAD EN EL MODELO DESCENTRALIZADO

El objetivo de esta sección es determinar las condiciones que deben satisfacer los precios marginalistas, aplicadas tanto a los consumidores por la compra de electricidad como a los suministradores por la venta de su producto, de forma que en un contexto descentralizado y sujeto a las leyes del mercado libre, se alcance el mismo punto óptimo que en el modelo de referencia centralizado hipotético de la sección anterior. O bien hacer ver que tal situación no es posible.

El procedimiento a seguir es muy simple. Consiste en formular el problema de optimización (i.e., maximización del beneficio neto individual) que se plantearían un generador genérico y un consumidor genérico. En esta formulación aparecen explícitamente los precios marginales (desconocidos de momento) de compra y venta de electricidad. Para cada uno de estos problemas se obtienen las correspondientes condiciones de optimalidad. Se agregan y se comparan con las que se obtuvieron en el problema centralizado. Por inspección se obtienen (si es posible) las expresiones de los precios marginalistas que consiguen la equivalencia entre ambos conjuntos de condiciones de optimalidad.

4.1. GENERADORES

La formulación que se presenta a continuación representa mejor a un tipo de "tecnología" de generación que a un generador individual, sobre todo por el carácter continuo de la variable que representa la capacidad instalada en cada año K_{gt} .

Como se verá a continuación, las condiciones de optimalidad exigen distinguir en la generación tres "productos" que requieren ser remunerados con precios marginalistas:

- la *energía* realmente generada; precio p .
- la *potencia acoplada*, ya genere o no; en este modelo el concepto de "potencia acoplada" es aplicable en forma bastante amplia, refiriéndose a aquella potencia de la que puede hacerse uso para generar en caso de indisponibilidad de los equipos previstos y que por estar dispuesta a ser utilizada incurre en un determinado coste de operación. Es una forma genérica de representar los distintos tipos posibles de *reservas*

de operación. La "potencia acoplada" es la variable crítica en la medida de "seguridad" que está sujeta a restricción en la operación; precio σ .

- la *capacidad instalada* (puede verse como la capacidad instalada "disponible", según se formule la restricción de fiabilidad y la relación entre capacidad instalada y potencia acoplada); precio τ .

4.1.1. Obtención de las expresiones

A continuación se presenta la formulación básica del problema de maximización del beneficio neto individual para la tecnología de generación g :

$$\max_{K_g, G_g, KA_g} \sum_t \sum_n p_n \cdot \sum_h \left[\rho_{gthn} \cdot G_{gthn} + \sigma_{gthn} \cdot KA_{gthn} + \tau_{gthn} \cdot K_{gthn} - \right. \\ \left. - VG_{gth} (G_{gtn}) - VA_{gth} (KA_{gtn}) \right] - \sum_t IC_{gt} (K_{g1}, \dots, K_{gT})$$

sujeto a:

$$G_{gthn} \leq SK_{gthn} \cdot KA_{gthn}, \forall h, n \quad (\alpha_{gthn})$$

$$KA_{gth} \leq K_{gt}, \forall h \quad (\gamma_{gth})$$

$$G_{gthn} \geq 0, \forall h, n \quad (\beta_{gthn})$$

$$KA_{gth} \geq 0, \forall h, n \quad (\xi_{gth})$$

En la formulación anterior no deben aparecer las restricciones de fiabilidad en la capacidad instalada ni de seguridad en la operación, pues responden a estrategias globales a nivel de sistema que ahora solamente pueden transmitirse a los agentes individuales por medio de señales económicas (i.e., precios). Asimismo, con el fin de simplificar de momento la exposición, se ha supuesto que no existen restricciones sobre los generadores individuales que limiten las capacidades instaladas K_{gt} (i.e., restricciones de multiplicadores q_{gt} y r_{gt} en el modelo de referencia), ni tampoco limitaciones sobre las potencias generadas G_{gthn} (i.e., restricciones de multiplicadores p_{gthn} y w_{gthn} en el modelo de referencia). Como se expuso al final de la sección 3, tras presentar la formulación del modelo de referencia, estas restricciones se pueden clasificar bajo el punto de vista del generador en restricciones "comunes" (e.g., agotamiento de una tecnología o mínimo técnico de operación), restricciones de tipo "externo"

(e.g., prioridad estratégica nacional a un determinado combustible) o restricciones tipo "interno" (e.g., contrato "take or pay" de combustible o recursos financieros limitados); las primeras deben reflejarse en la formulación de los problemas individuales de optimización de los generadores y aparecen explícitamente en la formulación del problema de optimización a nivel global; las de tipo "externo" sólo aparecen explícitamente en el problema de optimización a nivel global mientras que las de tipo "interno" sólo quedan reflejadas en el problema de optimización del grupo generador correspondiente; más adelante se tendrá en cuenta la inclusión de este tipo de restricciones en la formulación de los problemas individuales de optimización de los generadores.

Los multiplicadores de Lagrange se indican entre paréntesis junto a su respectiva restricción.

La correspondiente función de Lagrange es :

$$\begin{aligned} \text{GNB}_g^* = & \max_{K_g, G_g, KA_g} \sum_t \sum_n p_n \cdot \sum_h \left[\rho_{gthn} \cdot G_{gthn} + \sigma_{gthn} \cdot KA_{gthn} + \right. \\ & \left. + \tau_{gthn} \cdot K_{gthn} \cdot VG_{gth} (G_{gtn}) \cdot VA_{gth} (KA_{gtn}) \right] - \\ & - \sum_t IC_{gt} (K_{g1}, \dots, K_{gT}) - \\ & - \sum_n \sum_h \alpha_{gthn} \cdot (G_{gthn} - SK_{gthn} \cdot KA_{gth}) - \\ & - \sum_h \gamma_{gth} \cdot (KA_{gth} - K_{gt}) + \\ & + \sum_n \sum_h \beta_{gthn} \cdot G_{gthn} + \sum_h \xi_{gth} \cdot KA_{gth} \end{aligned}$$

siendo GNB_g el beneficio neto para el generador g .

Las condiciones de optimalidad son:

$$\begin{aligned} \bullet \frac{\partial \text{GNB}_g}{\partial K_{gt}} = 0 & = \sum_h \gamma_{gth} + \sum_n p_n \cdot \sum_h \tau_{gthn} \cdot SK_{gthn} \cdot \frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} \\ \bullet \frac{\partial \text{GNB}_g}{\partial G_{gthn}} = 0 & = p_n \cdot \left[\rho_{gthn} - \sum_k \frac{\partial VG_{gthk} (G_{gtn})}{\partial G_{gthn}} \right] - \alpha_{gthn} + \beta_{gthn} \end{aligned}$$

$$\bullet \frac{\partial \text{GNB}_g}{\partial \text{KA}_{gth}} = 0 = p_n \cdot \text{SK}_{gthn} \cdot \sigma_{gthn} - \sum_n p_n \sum_k \frac{\partial \text{VA}_{gk}(\text{KA}_{gtn})}{(\partial \text{KA}_{gthn})} \cdot \text{SK}_{gthn} +$$

$$+ \sum_n \alpha_{gthn} \cdot \text{SK}_{gthn} - \gamma_{gth} + \xi_{gth}$$

4.1.2. Precios marginalistas óptimos

$$\bullet \text{Comparando } \frac{\partial \text{BSN}}{\partial G_{gthn}} \text{ y } \frac{\partial \text{GNB}_g}{\partial G_{gthn}}$$

$$\rho_{gthn} = \frac{1}{p_n} (\mu_{thn} - \pi_{gthn} + \omega_{gthn}) =$$

$$= \sum_k \frac{\partial \text{VG}_{mkt}(\text{G}_{mtn})}{\partial \text{G}_{mthn}} + \frac{1}{p_n} (\omega_{gthn} - \pi_{gthn})$$

El primer término es el habitual en el concepto marginalista del coste variable (marginal) del generador al margen. El segundo término solamente es aplicable a las tecnologías con despacho limitado externamente ($g \in G_m$, $g \in G_M$), e indica que para que el generador independiente cumpla por sí mismo estas limitaciones externas, se le debe incrementar la remuneración (en el caso de $\omega_{gthn} > 0$) o reducirla (en el caso de $\pi_{gthn} > 0$); según las expresiones ya obtenidas para ω_{gthn} y π_{gthn} , en ambos casos resulta

$$\rho_{gthn} = \sum_k \frac{\partial \text{VG}_{gkt}(\text{G}_{gtn})}{\partial \text{G}_{gthn}}$$

esto es, remunerar el coste marginal propio, independientemente del coste marginal del sistema, lo que es razonable para conseguir el fin propuesto.

$$\bullet \text{Comparando } \frac{\partial \text{BSN}}{\partial \text{KA}_{gth}} \text{ y } \frac{\partial \text{GNB}_g}{\partial \text{KA}_{gth}}$$

$$\sigma_{gthn} = \frac{1}{p_n \cdot \text{SK}_{gthn}} \cdot \eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial \text{KA}_{gth}} =$$

$$= \frac{1}{p_n \cdot \text{SK}_{gthn}} \cdot \left[\frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial \text{KA}_{gth}} \cdot \left(\frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial \text{KA}_{lth}} \right)^{-1} \right] \cdot \sum_n p_n \cdot \text{SK}_{lthn} \cdot \frac{\partial \text{VA}_{lthn}(\text{KA}_{lthn})}{(\partial \text{KA}_{lthn})}$$

La expresión entre corchetes, ajustada por los factores SK_{gthn} y SK_{lthn} , es aproximadamente la unidad, para formulaciones razonables de la restricción de seguridad.

Nótese que la potencia acoplada no se remunera explícitamente a no ser que exista una restricción activa de seguridad ($\eta_{th} > 0$). Explicación: En este modelo se ha supuesto para el modelo de referencia que la potencia acoplada se programa con antelación al conocimiento de las indisponibilidades de los grupos, que no se modifica con la ocurrencia de estas indisponibilidades y que los grupos se remuneran según el coste variable marginal del generador al margen *ex post*, esto es, el que de hecho resulte con las indisponibilidades reales. Este coste marginal es superior al que habría sin indisponibilidades y cubre el coste extra de la potencia acoplada y no despachada.

En un escenario descentralizado donde la operación de los grupos generadores se decidiese individualmente por éstos exclusivamente en base a señales de precios (de momento ningún mercado descentralizado ha sido organizado así), a una tecnología g en general también le interesaría programar potencia acoplada por encima de la que sería *a priori* despachada, por si ocurre que las indisponibilidades la hacen realmente necesaria y así obtiene una remuneración que le compense el gasto extra incurrido. (En los mercados descentralizados y competitivos existentes, el despacho es coordinado por un operador que de una u otra forma gestiona las reservas y las remunera de acuerdo con reglas preestablecidas que pueden basarse en precios ofertados libremente, como en Argentina).

Por consiguiente, es cuando se desea aumentar la reserva de operación por encima de lo estrictamente óptimo económicamente, cuando las condiciones de optimalidad exigen introducir una remuneración extra de la potencia acoplada, a un precio aproximadamente igual al coste marginal de acoplamiento de la potencia acoplada al margen.

• Comparando $\frac{\partial BSN}{\partial K_{gt}}$ y $\frac{\partial GNB_g}{\partial K_{gt}}$:

$$\sum_n p_n \sum_h \tau_{gthn} \cdot SK_{gthn} = p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} + q_{gt} \cdot r_{gt}$$

Como la igualdad se establece a nivel anual, basta con utilizar una tarifa anual única τ_{gt} , sin más discriminación temporal, por unidad de potencia instalada disponible $K_{gt} \cdot SK_{gt}$ en promedio en el año t de la tecnología g :

$$\begin{aligned}
\tau_{gt} \cdot SK_{gt} &= \tau_{gt} \sum_n p_n \sum_h SK_{gthn} = \sum_n p_n \sum_h \tau_{gt} \cdot SK_{gthn} \\
&= p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} + q_{gt} - r_{gt} = \frac{\partial IC}{\partial K_{gt}} + \frac{\partial SCC}{\partial K_{gt}} = (\text{en función de la tecnología de punta}) = \\
&= \left(\frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} \right) \cdot \left(\frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{pt}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial IC_p}{\partial K_{pt}} + \frac{\partial SCC}{\partial K_{pt}} \right) + q_{gt} - r_{gt}
\end{aligned}$$

definiéndose SK_{gt} como la disponibilidad media en t de la tecnología g :

$$SK_{gt} = \sum_n p_n \sum_h SK_{gthn}$$

Los multiplicadores q_{gt} y r_{gt} sólo pueden ser no nulos para tecnologías $g \in GK_m, GK_M$.

En definitiva, para cualquier tecnología g , con independencia de las restricciones sobre la inversión que estén activas:

$$\tau_{gt} = \left(\frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} + \frac{\partial SCC}{\partial K_{gt}} \right) \cdot \frac{1}{SK_{gt}} = \left(p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} + q_{gt} - r_{gt} \right) \frac{1}{SK_{gt}}$$

Esta expresión es nula cuando no existen restricciones activas sobre la tecnología g que alteren la programación de una capacidad instalada estrictamente óptima, i.e., $p_t, q_{gt}, r_{gt} = 0$.

Cuando p_t o bien $q_{gt} > 0$, hay un exceso de capacidad instalada sobre este valor estrictamente óptimo económicamente, y es mayor el coste incremental de inversión en K_{tg} que el ahorro marginal en operación por incrementar K_{tg} . La remuneración extra $\tau_{gt} \cdot K_{gt} \cdot SK_{gt}$ cumple el papel de compensar el déficit que la remuneración

$$\sum_n p_n \sum_h (\rho_{gthn} \cdot G_{gthn} + \sigma_{gthn} \cdot KA_{gthn})$$

tiene (cuando p_t o bien $q_{tg} > 0$) con respecto a los costes totales de suministro.

Análogamente, si $r_{gt} > 0$ hay un déficit de capacidad instalada de g en t con respecto al valor estrictamente óptimo económicamente, y es menor el coste incremental de inversión en K_{tg} que el ahorro marginal en operación por incrementar K_{tg} . La penalización $\tau_{gt} \cdot K_{gt} \cdot SK_{gt}$ cumple el papel de cancelar el exceso que la remuneración marginalista de G_{gthn} y KA_{gthn} tiene (cuando $r_{gt} > 0$) con respecto a los costes totales de suministro.

En los tres casos que se acaban de presentar ($p_t, q_{gt}, r_{gt} > 0$), la interpretación de τ_{gt} en un marco regulador descentralizado y competitivo sería la de una corrección externa (i.e., un incentivo o disuasión) al esquema libre de precios marginalistas, con el fin de conseguir un determinado nivel de capacidad instalada de la tecnología g en t o un nivel deseable de fiabilidad de la capacidad global del sistema.

En un *mercado real* descentralizado y competitivo, en general ocurrirá que por determinadas causas (e.g., puesta en marcha inicial de un mercado marginalista, desviaciones que ocurren habitualmente por cambios no previstos en precios, demanda, etc.) la capacidad instalada real diferirá de la óptima. Esta situación es equivalente a que se hubiesen impuesto las restricciones del tipo q_{gt} y r_{gt} necesarias para conseguir el mismo programa de inversiones como resultado de un proceso de optimización como el aquí descrito. En este proceso de optimización ficticio la remuneración de la generación incluiría, además de ρ_{gthn} y σ_{gthn} , la componente τ_{gt} . Como en un entorno regulador descentralizado y competitivo esta componente de capacidad no sería reconocida, por no existir realmente las restricciones, como se verá más adelante lo anterior conduce a remuneraciones al equipo generador por encima o por debajo de sus costes totales de suministro.

4.1.3. El efecto de restricciones comunes

A continuación se examina el efecto que sobre los resultados anteriores tiene la presencia de restricciones "comunes" en la formulación de los problemas individuales de optimalidad de los generadores. Para simplificar la presentación, supongamos ahora que todas las restricciones de multiplicadores $q_{gt}, r_{gt}, \pi_{gthn}$ y ω_{gthn} en el modelo de referencia son de carácter "común".

Reproduciendo el mismo proceso seguido en el caso en el que todas las restricciones eran de carácter externo, se llega sin dificultad a las expresiones siguientes para los precios marginales de los tres conceptos de remuneración de la generación:

$$\rho_{gthn} = \frac{1}{p_n} \mu_{thn} =$$

$$= \sum_k \frac{\partial V G_{mik} (G_{mtn})}{\partial G_{mthn}}$$

$$\sigma_{gthn} = \frac{1}{p_n \cdot SK_{gthn}} \cdot \eta_{th} \cdot \frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial KA_{gth}} =$$

$$= \frac{1}{p_n \cdot SK_{gthn}} \cdot \left[\frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial KA_{gth}} \cdot \left(\frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial KA_{lth}} \right)^{-1} \right] \cdot \sum_n p_n \cdot SK_{lthn} \cdot \frac{\partial VA_{lthn} (KA_{lthn})}{(\partial KA_{lthn})}$$

$$\tau_{gt} = \left(\frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} + \frac{\partial SC_C}{\partial K_{gt}} + r_{gt} \cdot q_{gt} \right) \cdot \frac{1}{SK_{gt}} = \left(p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} \right) \frac{1}{SK_{gt}}$$

De la comparación de estas expresiones con las obtenidas en el apartado anterior se deduce que, cuando las restricciones directas sobre la capacidad instalada de una tecnología g (las de multiplicadores q_{gt} y r_{gt}) o sobre las potencias generadas (las de multiplicadores π_{gthn} y ω_{gthn}) son de carácter común, no es preciso utilizar términos correctores asociados a estas restricciones en las expresiones de los precios marginales.

4.1.4. El efecto de restricciones internas

Para determinar el efecto de este tipo de restricciones se supone que todas las restricciones de multiplicadores q_{gt} , r_{gt} , π_{gthn} y ω_{gthn} en el modelo de referencia son de carácter "interno", es decir, deben estar reflejadas únicamente en el problema de optimización del grupo generador considerado.

Reproduciendo el proceso seguido para los otros tipos de restricciones se llega a las siguientes expresiones:

$$\rho_{gthn} = \frac{1}{p_n} (\mu_{thn} + \pi_{gthn} - \omega_{gthn}) =$$

$$= \sum_k \frac{\partial VG_{mtk}(G_{mtn})}{\partial G_{mthn}} + \frac{1}{p_n} (\pi_{gthn} - \omega_{gthn})$$

En esta expresión aparece también un término corrector como en el caso de restricciones externas, pero ahora este “ajuste” no debe interpretarse como una señal enviada por el regulador del sistema, sino una corrección introducida por el propio generador para que éste pueda cumplir esa restricción.

Cuando la restricción es activa $\omega_{gthn} > 0$ (i.e., $G_{gthn} = G_{min}$), con $\alpha_{gthn}, \beta_{gthn}, \pi_{gthn} = 0$. De la expresión $\frac{\partial GNB_g}{\partial G_{gthn}} = 0$ se deduce el valor de ω_{gthn} :

$$\omega_{gthn} = p_n \cdot \left[\sum_k \frac{\partial VG_{gth}}{\partial G_{gthn}} - \rho_{gthn} \right]$$

Sustituyendo este valor en la expresión de ρ_{gthn} se obtiene el siguiente resultado:

$$\sum_k \frac{\partial VG_{gth}}{\partial G_{gthn}} = \sum_k \frac{\partial VG_{mth}}{\partial G_{mthn}}$$

Esto indica que para que el generador sea despachado y así cumpla la restricción interna considerada, es necesario que éste declare su coste marginal como igual al coste marginal del sistema.

De análoga forma se obtienen las expresiones para π_{gthn} (siendo $\alpha_{gthn}, \beta_{gthn}, \omega_{gthn} = 0$) con interpretaciones similares a las de ω_{gthn} .

$$\sigma_{gthn} = \frac{1}{p_n \cdot SK_{gthn}} \cdot \eta_{th} \cdot \frac{\partial SEGR_{th}}{\partial KA_{gth}} =$$

$$= \frac{1}{p_n \cdot SK_{gthn}} \cdot \left[\frac{\partial SEGR_{th}}{\partial KA_{gth}} \cdot \left(\frac{\partial SEGR_{th}}{\partial KA_{lth}} \right)^{-1} \right] \cdot \sum_n p_n \cdot SK_{lthn} \cdot \frac{\partial VA_{lthn}(KA_{lthn})}{(\partial KA_{lthn})}$$

Este término resulta análogo a los casos ya considerados con restricciones externas y comunes.

$$\tau_{gt} = \left(p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} - q_{gt} + r_{gt} \right) \frac{1}{SK_{gt}} =$$

$$= \left(\frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} + \frac{\partial SCC}{\partial K_{gt}} - q_{gt} + r_{gt} \right) \cdot \frac{1}{SK_{gt}}$$

La interpretación de los términos correctores que aparecen en la expresión de τ_{gt} difiere sustancialmente de la ya comentada en el caso de restricciones externas. Cuando la restricción es interna, los valores que toman q_{gt} , r_{gt} cuando están activas las correspondientes restricciones dan lugar a que τ_{gt} no esté definida.

En efecto, al tratarse de restricciones internas que sólo afectan al generador correspondiente (e.g. recursos financieros limitados) y considerando un mercado descentralizado de libre competencia, el regulador del sistema no enviaría ninguna señal de precios al generador, cuyos costes son un asunto interno suyo. Corresponde al generador cumplir la restricción considerada, lo que da lugar a que su capacidad de generación no esté perfectamente adaptada (podría dar lugar también a distorsiones en la remuneración de otros grupos generadores), obteniendo unos ingresos superiores o inferiores a sus costes dependiendo de la formulación de la restricción. Es por tanto el propio sistema general de fijación de precios el que envía señales apropiadas, incentivando la inversión si hay defecto de ella o disuadiendo el exceso de inversión cuando tiene lugar.

4.2. CONSUMIDORES

Se presenta a continuación una representación muy esquemática del comportamiento de un consumidor genérico c , pues no se quiere entrar en detalles sobre la naturaleza de la función de utilidad del consumo de energía eléctrica.

4.2.1. Obtención de las expresiones

La formulación básica del problema de maximización del beneficio neto individual del consumidor c es la siguiente:

$$\max_{KC_c, D_c} \sum_t \sum_n p_n \cdot \sum_h [CB_{cthn}(D_{ctn}) - \rho_{cthn} \cdot D_{cthn}] - \sum_t ICC_{ct}(K_{c1}, \dots, K_{cT})$$

sujeto a:

$$D_{cthn} \leq K_{ct}, \forall h, n \quad (\epsilon_{cthn})$$

La correspondiente función de Lagrange es:

$$\max_{KC_c, D_c} CNB_c = \sum_t \sum_n p_n \cdot \sum_h [CB_{cthn}(D_{ctn}) - \rho_{cthn} \cdot D_{cthn}] - \sum_t ICC_{ct}(K_{c1}, \dots, K_{cT}) - \sum_t \sum_n \sum_h \epsilon_{cthn} \cdot (D_{cthn} - KC_{ct})$$

siendo CNB_c el beneficio neto para el consumidor c .

Las condiciones de optimalidad son:

$$\bullet \frac{\partial CNB_c}{\partial KC_{ct}} = 0 = - \frac{\partial ICC_c}{\partial KC_{ct}} + \sum_n \sum_h \epsilon_{cthn}$$

$$\bullet \frac{\partial CNB_c}{\partial D_{cthn}} = 0 = p_n \cdot \sum_k \frac{\partial CB_{ctkn}(D_{ctn})}{\partial D_{cthn}} - p_n \cdot \rho_{cthn} - \epsilon_{cthn}$$

4.2.2. Precios marginalistas óptimos

- Comparando $\frac{\partial BSN}{\partial KC_{ct}}$ y $\frac{\partial CNB_c}{\partial KC_{ct}}$ se observa que ambas son la misma condición.

- Comparando $\frac{\partial BSN}{\partial D_{cthn}}$ y $\frac{\partial BSN}{\partial D_{thn}}$ con $\frac{\partial CNB_c}{\partial D_{cthn}}$:

$$\begin{aligned} \rho_{cthn} &= \sum_k \frac{\partial CB_{ctkn}(D_{ctn})}{\partial D_{cthn}} - \frac{1}{p_n} \cdot \epsilon_{cthn} = \frac{1}{p_n} \cdot \delta_{thn} = \\ &= \frac{1}{p_n} \cdot \left(\mu_{thn} - p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial D_{thn}} - \eta_{th} \cdot \frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial D_{thn}} \right) \end{aligned}$$

que es una expresión independiente del consumidor concreto c .

Utilizando resultados obtenidos previamente, esta expresión puede reescribirse en forma más explícita como:

$$\begin{aligned} \rho_{cithn} = & \sum_k \frac{\partial V G_{mik}(G_{mitn})}{\partial G_{mithn}} \cdot \\ & - \frac{1}{p_n} \cdot \left(\frac{\partial FIAB_t}{\partial D_{thn}} \right) \cdot \left(\frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{pt}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial IC_p}{\partial K_{pt}} + \frac{\partial SCC}{\partial K_{pt}} \right) \cdot \\ & - \frac{1}{p_n} \cdot \left(\frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial D_{thn}} \right) \cdot \left(\frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial K_{lth}} \right)^{-1} \cdot \sum_n p_n \cdot \sum_k SK_{lthn} \cdot \frac{\partial VA_{lth}(KA_{lth})}{\partial KA_{lthn}} \end{aligned}$$

donde los dos últimos términos son distintos de cero únicamente si las restricciones de fiabilidad y seguridad son activas ($p_t > 0$ y $\eta_{th} > 0$, respectivamente). Nótese que la derivada de la expresión adoptada para $FIAB_t$ con respecto a D_{thn} en general solamente será distinta de cero en un reducido número de periodos temporales h .

Debe advertirse que las anteriores expresiones se han obtenido considerando la variación de D_{thn} desde la perspectiva del largo plazo (ver sección 3.2). Desde la perspectiva del corto plazo sería, procediendo análogamente:

$$\rho_{cithn} = \frac{1}{p_n} \left(\mu_{thn} - \eta_{th} \cdot \frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial D_{thn}} \right)$$

5. EL PROBLEMA CLASICO DE MINIMIZACION DEL COSTE DE SERVICIO

El examen de las condiciones de optimalidad del modelo de referencia permite especificar el núcleo del esquema regulatorio tradicional de una compañía eléctrica (ver la sección 2), que es lo que aquí se ha denominado "el problema clásico de minimización del coste de servicio". Asimismo se precisa definir las señales económicas que los consumidores han de recibir para que su comportamiento, que siempre se supone es independiente y dirigido a maximizar su beneficio neto asociado a la utilización de la energía eléctrica, sea también coincidente con lo establecido en las condiciones de optimalidad del modelo de referencia.

A continuación se comprueba cómo las condiciones de optimalidad del modelo de referencia y la separabilidad de las funciones de suministro y consumo (ver la sección 3.1), conducen a la definición del problema de minimización del coste de suministro (incluyendo el posible coste de falta de servicio para los consumidores) para una demanda dada, que es el problema clásico de minimización del coste de servicio de la industria eléctrica.

Condiciones de optimalidad del beneficio social neto:

$$\bullet \frac{\partial SC_L}{\partial K_{gt}} = - \frac{\partial SC_C}{\partial K_{gt}}$$

$$\bullet \frac{\partial SC_C}{\partial G_{gthn}} = 0$$

$$\bullet \frac{\partial SC_C}{\partial KA_{gthn}} = 0$$

siendo el coste total de suministro (es una función lagrangiana, que incluye todas las restricciones apropiadas):

$$SC(K, G, KA, D) = SC_C(K, G, KA, D) + SC_L(K, D)$$

donde D es un parámetro; K es la variable de decisión de largo plazo; G y KA son las variables de decisión de corto plazo; SC_L incluye los costes de inversión; SC_C incluye los costes de operación. Es importante advertir que SC_C , a través de la generación ficticia que representa la energía no suministrada, recoge el coste que *para los consumidores* tiene la falta de suministro.

Este es el origen de que clásicamente se incluya este concepto en el problema de minimización del coste de las industrias eléctricas reguladas.

De lo anterior se desprende la siguiente formulación detallada del problema de minimización del coste de servicio que, se insiste, es un subproblema estrictamente derivado del problema de optimización del beneficio social neto:

$$\begin{aligned}
 SC^* = & \min_K IC(K) + SC_C^*(K) + \\
 & + \sum_t p_t \cdot [FIABMIN_t - FIAB_t(K_t, D_t)] + \\
 & + \sum_t \sum_{g \in GK_m} (KMIN_{gt} - K_{gt}) \cdot q_{gt} + \\
 & + \sum_t \sum_{g \in GK_M} (K_{gt} - KMAX_{gt}) \cdot r_{gt}
 \end{aligned}$$

siendo

$$\begin{aligned}
 SC_C^*(K) = & \min_{G,K,\Lambda} \sum_t \left\{ \sum_n p_n \cdot \sum_h \sum_g [VG_{gthn}(G_{gthn}) + VA_{gthn}(KA_{gthn})] + \right. \\
 & + \sum_n \sum_h \mu_{thn} \cdot (D_{thn} - \sum_g G_{gthn}) + \\
 & + \sum_n \sum_h \sum_g \alpha_{gthn} \cdot (G_{gthn} - SK_{gthn} \cdot KA_{gthn}) + \\
 & + \sum_h \sum_g \gamma_{gth} \cdot (KA_{gth} - K_{gt}) + \\
 & + \sum_h \eta_{th} \cdot [SEGURMIN_{th} - SEGUR_{th}(KA_{th}, D_{th})] + \\
 & + \sum_n \sum_h \sum_{g \in G_m} \pi_{gthn} \cdot (G_{gthn} - GMAX_{gth}) + \\
 & + \sum_n \sum_h \sum_{g \in G_M} \omega_{gthn} \cdot (GMIN_{gth} - G_{gthn}) -
 \end{aligned}$$

$$- \sum_n \sum_h \sum_g \beta_{gthn} \cdot G_{gthn} -$$

$$\left. - \sum_h \sum_g \xi_{gth} \cdot KA_{gth} \right\}$$

donde D_{thn} es un parámetro del modelo.

5.1. COSTES MARGINALES A CORTO PLAZO Y LARGO PLAZO

Supongamos que se ha realizado la optimización del problema anterior (este es un aspecto clave en el desarrollo matemático que sigue, así como en su interpretación económica), de forma que el efecto de un cambio de un parámetro del modelo (D_{thn} es el que aquí interesa) sobre el valor óptimo del coste de suministro pueda obtenerse directamente a partir de los multiplicadores de las restricciones en las que interviene D_{thn} .

- Coste marginal a largo plazo CMLP:

En el cálculo del $CMLP_{th}$ se parte del planteamiento siguiente:

- i) El contexto del cálculo es el de la planificación de la expansión, de forma que todas las variables de decisión: K, G y KA son utilizadas para responder óptimamente al cambio de D_{th} . En particular, la capacidad instalada K es utilizada.
- ii) El valor de $CMLP_{th}$ es el esperado (sopesado por las probabilidades correspondientes) teniendo en cuenta los N estados de incertidumbre considerados, esto es:

$$CMLP_{th} = \sum_n p_n \cdot CMLP_{thn}$$

donde no se da un significado especial a $CMLP_{thn}$.

Por consiguiente:

$$\begin{aligned}
\text{CMCP}_{th} &= \sum_n p_n \cdot \frac{\partial SC^*}{\partial D_{thn}} = \sum_n p_n \cdot \frac{\partial SC_n^*}{\partial D_{thn}} = \sum_n p_n \cdot \frac{\partial SC_{Cn}^*}{\partial D_{thn}} - \\
&\quad - \sum_n p_t \cdot \frac{\partial \text{FIAB}_t(K_t, D_t)}{\partial D_{thn}} \quad \left(\text{pues FIAB}_t \text{ contiene implícitamente} \right. \\
&\quad \left. \text{todos los estados de incertidumbre } n \right) = \\
&= \sum_n \left[\frac{1}{p_n} \mu_{thn} - \eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}(KA_{th}, D_{th})}{\partial D_{thn}} - p_t \cdot \frac{\partial \text{FIAB}_t(K_t, D_t)}{\partial D_{thn}} \right]
\end{aligned}$$

- Coste marginal a corto plazo CMCP:

En el cálculo de CMCP_{thn} se parte del planteamiento siguiente:

- i) El contexto del cálculo es el de la operación del sistema eléctrico, con capacidad instalada totalmente prefijada. Por tanto solamente G y KA pueden ser utilizadas para responder óptimamente al cambio en D_{th} . Por consiguiente solamente debe considerarse la función (óptima) del coste de suministro en el corto plazo.
- ii) El valor de CMCP_{thn} es el que corresponde a la realización concreta de un estado de incertidumbre n, esto es:

$$\text{CMCP}_{thn} = \frac{\partial SC_{Cth}^*}{\partial D_{thn}} = \left[\mu_{thn} - \eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}(KA_{th}, D_{th})}{\partial D_{thn}} \right] \cdot \frac{1}{p_n}$$

siendo

$$SC_{Ct} = \sum_n p_n \cdot SC_{Ctn} = \sum_n p_n \cdot \sum_h SC_{Cthn}$$

esto es, como CMCP_{thn} corresponde a una única realización de la incertidumbre, no debe estar la función de coste de operación afectada del factor de probabilidad.

De lo anterior pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- i) De la propia formulación del problema con las funciones de Lagrange total y de corto plazo se desprende por inspección que, en situación de optimalidad, los costes marginales a corto plazo CMCP_{thn} y a largo plazo (para un escenario n, lo que no es

su contexto habitual) son idénticos, excepto cuando exista una restricción activa de fiabilidad sobre la capacidad instalada (en cuya formulación aparezca, como es lo razonable, la demanda).

$$\text{CMLP}_{thn} = \text{CMCP}_{thn} - p_t \cdot \frac{\partial \text{FIAB}_t(K_t, D_t)}{\partial D_{thn}}$$

- ii) La igualdad entre los costes marginales a corto y a largo plazo es de carácter estadístico pues, en el contexto de cálculo habitual para cada uno de ellos, CMCP_{thn} se calcula para la realización concreta de un estado de incertidumbre n , mientras que CMLP_{th} es el valor esperado para la totalidad N de estados de incertidumbre considerados:

$$\text{CMLP}_{th} = \sum_n p_n \cdot \text{CMCP}_{thn}$$

si $p_t = 0$.

- iii) En ausencia de restricciones activas de seguridad ($\eta_{th} = 0$):

$$\text{CMCP}_{thn} = \mu_{thn} / p_n = \frac{\partial \text{VG}_{mth}}{\partial G_{mthn}}$$

que se reduce a la expresión clásica del coste marginal variable del generador al margen en thn , si no hay acoplamientos entre los subperiodos th .

Si existe una restricción activa de seguridad en la operación, existe un término adicional en CMCP_{thn} asociado al coste marginal de las reservas.

Si existe una restricción activa de fiabilidad en la expansión de capacidad, el CMCP_{thn} no se ve afectado, pero sí el CMLP_{thn} , que requiere un término extra asociado al coste de la capacidad de punta, y deja de ser igual al CMCP_{thn} .

$$\text{CMLP}_{thn} = \left[\mu_{thn} - \eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}(D_{th}, KA_{th})}{\partial D_{thn}} - p_t \cdot \frac{\partial \text{FIAB}_t(K_t, D_t)}{\partial D_{thn}} \right] \cdot \frac{1}{p_n} =$$

$$= \frac{\partial VG_{mth}}{\partial G_{mthn}} - \frac{1}{p_n} \left(\frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial KA_{lth}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial D_{thn}} \right) \cdot \sum_n p_n \cdot \sum_k SK_{lthn} \cdot \frac{\partial VA_{lthk}(KA_{lth})}{\partial KA_{lthn}} -$$

$$- \frac{1}{p_n} \cdot \left(\frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{pt}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial FIAB_t}{\partial D_{thn}} \right) \cdot \left(\frac{\partial IC_p}{\partial K_{pt}} + \frac{\partial SCC}{\partial K_{pt}} \right)$$

- iv) Es de destacar que las expresiones que se han obtenido para $CMLP_{thn}$ y $CMCP_{thn}$ son exactamente los precios marginalistas óptimos que deben cargarse a los consumidores para conseguir el máximo beneficio social, ya sea desde un marco de largo plazo o de corto plazo, respectivamente.
- v) Reaparece aquí el mismo conflicto que en la sección 3.2 sobre el uso de un marco de corto o de largo plazo al estudiar la condición de optimalidad para D_{thn} . Con vistas a optimizar la eficiencia económica de la operación, la señal económica que deben recibir los consumidores es $CMCP_{thn}$, pues en ese marco temporal no tienen posibilidad de responder modificando la capacidad instalada. Sin embargo la condición de optimalidad para D_{thn} , considerando la globalidad del problema de suministro, hace uso de $CMLP_{th}$.

La solución más razonable a este conflicto parece ser la siguiente:

- mantener $CMCP_{thn}$ como señal económica óptima para la operación.
- completar para cada intervalo t la diferencia $\sum_h (CMLP_{th} - \sum_n p_n \cdot CMCP_{thn})$

de forma que interfiera lo menos posible con la señal de corto plazo.

6. RECONCILIACION DE COSTES, PAGOS E INGRESOS

En este apartado se trata el tema que resulta ser la piedra angular en la regulación de los sistemas eléctricos en base a criterios marginalistas: por un lado la reconciliación de los ingresos percibidos por los suministradores con los pagos realizados por los consumidores, cuando ambos se calculan de acuerdo con los precios marginalistas obtenidos en el apartado anterior. Por otro lado, la reconciliación de los citados ingresos percibidos por los suministradores con sus costes totales (*).

Lo que está en juego en esta reconciliación de costes, ingresos y pagos constituye el núcleo del proceso regulador, que se plantea de forma más completa en un *régimen de tipo descentralizado y competitivo*: resolver el conflicto posible entre optimizar la *eficiencia* económica, lo que requiere el uso de precios marginalistas para los agentes del mercado (siendo además la competencia un reconocido factor de promoción de la eficiencia), y mantener la *viabilidad* de la industria eléctrica en su conjunto, lo que requiere que los ingresos cubran los costes de suministro.

En un *sistema eléctrico con regulación tradicional*, la *eficiencia* económica en el suministro se garantiza idealmente con tal de que se dé cumplimiento a los resultados del "problema clásico de minimización del coste de servicio". Con respecto al consumo se necesita que los consumidores reciban las señales de precios marginalistas. Pero, al igual que en el modelo descentralizado y competitivo, queda aquí también abierto el tema de la *viabilidad*, que depende directamente de la reconciliación entre los pagos de los consumidores y los costes totales de suministro.

El tratamiento adecuado de otros aspectos importantes del proceso regulador, como es la garantía de suministro, los subsidios a determinadas tecnologías, consideraciones estratégicas en planificación energética o el tratamiento de externalidades, también se apoya en los resultados básicos que se obtienen en este apartado.

(*) Se utiliza aquí el término "reconciliación" (tomado directamente de la expresión inglesa "revenue reconciliation", ver [Schweppe et al., 1988]) en el doble sentido de: a) condiciones para la igualdad; b) procedimientos (ajustes, modificaciones en los precios) para conseguir forzar la igualdad cuando ésta no ocurre por sí sola.

El estudio de reconciliación de costes, ingresos y pagos que se presenta a continuación se sitúa en el contexto de un mercado descentralizado y competitivo; es inmediato aplicar los resultados obtenidos en esta sección a un sistema eléctrico con regulación tradicional. El análisis consta de los siguientes pasos, que se desarrollan a continuación:

- i) Determinar la expresión del volumen total de pagos realizados por los consumidores para adquirir la energía eléctrica a precios marginalistas.
- ii) Determinar la expresión de los ingresos individuales y totales de los generadores por la venta de la energía producida, así como por los restantes conceptos que se identificaron en el apartado anterior.
- iii) Comprobación de las condiciones para la igualdad de los pagos de (i) con los ingresos de (ii).
- iv) Comprobación de las condiciones para la igualdad de los ingresos de (ii) con los costes totales de suministro.

En esta sección, mientras no se indique lo contrario, se utilizarán las expresiones de precios marginales de generación correspondientes al caso en que las restricciones de multiplicadores q_{gt} , r_{gt} , π_{gthn} y ω_{gthn} son *externas* (ver final de la sección 3 y sección 4.1.1). Cuando estas restricciones son comunes o internas, las expresiones de los precios marginales se simplifican al no contener los correspondientes términos correctores (en el caso de restricciones internas esos términos correctores que aparecen en las expresiones de ρ_{gt} y τ_{gt} no suponen desviación alguna en los pagos e ingresos, ya que son solamente indicativos de las medidas que tiene que tomar el generador correspondiente para cumplir esas restricciones), que son precisamente los que causan dificultades en la reconciliación entre los pagos y los ingresos, como se verá a continuación.

6.1. PAGOS DE LOS CONSUMIDORES

El punto de partida es la expresión del precio marginalista óptimo obtenida en la sección 4.2.2 que, por tratarse de un modelo de nudo único del sistema eléctrico, es aplicable por igual a todos los consumidores y por tanto a la demanda eléctrica en su conjunto. Se recuerda que, tal como se comprobó en la sección 5, este precio marginalista coincide con el coste marginal de suministro.

Dado que el precio marginal puede ser distinto (si $p_t > 0$) cuando se considera en el corto o en el largo plazo, se adoptará para resolver este conflicto la solución propuesta en la sección 5: el pago total a largo plazo de los consumidores vendrá determinado por el coste marginal a largo plazo, pero tratando de que la señal recibida en el contexto de la operación sea el coste marginal a corto plazo; la diferencia para cada intervalo t debe ser pagada por los consumidores, por ejemplo mediante una cantidad global por periodo t , a posteriori o estimada y luego corregida, en un plazo o en varios iguales, siempre tratando de interferir lo menos posible con las señales de corto plazo.

La cantidad total que debe ser pagada por el conjunto de los consumidores (pagos de los consumidores) es:

$$\begin{aligned}
 PC &= \sum_t \sum_c \sum_n p_n \cdot \sum_h \rho_{cthn} \cdot D_{cthn} = \sum_t \sum_n p_n \cdot \sum_h \rho_{thn} \cdot D_{thn} = \\
 &= \sum_t \sum_n \sum_h \left[\mu_{thn} \cdot \eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial D_{thn}} - p_t \cdot \frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial D_{thn}} \right] \cdot D_{thn}
 \end{aligned}$$

6.2. INGRESOS DE LOS GENERADORES

El conflicto entre los precios de corto y largo plazo que se plantea con los consumidores (ver sección 6.1) es prácticamente inexistente a nivel de la generación. El motivo es que, en todas las experiencias realizadas con precios marginalistas, la generación se despacha de forma coordinada y por tanto la operación será óptima sin que sea preciso conseguir de los generadores una respuesta eficiente en tiempo real a base de señales económicas horarias o semihorarias.

Lo que sí es preciso a nivel de operación es que la remuneración recibida por cada generador sea la correcta de acuerdo con los precios marginalistas y también que exista verdadera competencia (i.e., el número y volumen de los suministradores sea tal que ninguno de ellos pueda controlar el precio). De esta forma no hay incentivos para que los generadores, al utilizar los grados de libertad de que disponen en la operación (dependen del entorno regulador: ofertas de cantidades y precios de generación y de reserva, disponibilidad, adquisición de combustibles, márgenes en el despacho hidráulico), se aparten del comportamiento económicamente más eficiente.

Por consiguiente aquí se calcularán los ingresos totales del suministro, utilizando los precios marginales resultantes de considerar conjuntamente las gestiones de la inversión y de la operación (ver sección 4.1.2). Como veremos más adelante, el aspecto clave para conseguir la máxima eficiencia económica en el suministro, es la adecuación entre los ingresos totales de los generadores y sus costes totales, siendo de largo plazo las consecuencias de un desajuste entre los costes e ingresos: inviabilidad económica de instalaciones existentes, beneficios excesivos, decisiones de inversión no eficientes por exceso o por defecto.

EL volumen total de ingresos ("revenues") de los generadores es (para el caso de restricciones comunes e internas deben eliminarse los términos q_{gt} , r_{gt} , π_{gthn} y ω_{gthn}):

$$\begin{aligned}
 RG &= \sum_t \sum_g \sum_n p_n \cdot \sum_h (\rho_{gthn} \cdot G_{gthn} + \sigma_{gthn} \cdot KA_{gthn} + \tau_{gthn} \cdot K_{gthn}) = \\
 &= \sum_t \sum_g \sum_h \sum_n (\mu_{thn} \cdot \pi_{gthn} + \omega_{gthn}) \cdot G_{gthn} + \\
 &+ \sum_t \sum_g \sum_h \eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial KA_{gth}} \cdot KA_{gth} + \\
 &+ \sum_t \sum_g (p_t \cdot \frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial K_{gt}} + q_{gt} \cdot r_{gt}) \cdot K_{gt}
 \end{aligned}$$

6.3. RECONCILIACIÓN DE PAGOS E INGRESOS

A continuación se procede a examinar las posibles discrepancias entre los ingresos de los generadores RG y los pagos de los consumidores PC obtenidos en la sección anterior 6.1. Como se indicó anteriormente, se escriben las expresiones correspondientes al caso de que las restricciones con multiplicadores q_{gt} , r_{gt} , π_{gthn} y ω_{gthn} sean externas, dejando para el final la discusión del efecto de las restricciones comunes e internas.

a) La remuneración de la energía generada G_{gthn} .

Al tratarse de un modelo de nudo único e ignorarse las pérdidas en la red,

$$\sum_g G_{gthn} = D_{thn}$$

y el multiplicador de Lagrange μ_{thn} es común a todos los generadores.

Por inspección de las expresiones de PC y RG se deduce que hay una primera discrepancia entre ambas, siendo RG superior a PC en

$$(RG-PC)_G = \sum_t \sum_{g \in G_m} \sum_h \sum_n \omega_{gthn} \cdot GMIN_{gth} -$$

$$- \sum_t \sum_{g \in G_M} \sum_h \sum_n \pi_{gthn} \cdot GMAX_{gth}$$

solamente cuando bien $\omega_{gthn} > 0$ ó bien $\pi_{gthn} > 0$.

La discrepancia proviene de que, mientras los consumidores pagan toda la demanda a un mismo precio marginal μ_{thn} (el marginal variable del sistema) en un momento dado, los generadores $g \in G_m, G_M$ con restricciones activas son remunerados por su energía producida a su coste marginal variable (ver sección 4.1.2).

Dependiendo del esquema regulador esta primera discrepancia puede ser compensada de distintas formas. Supuesto se desca mantener los precios marginales óptimos, la diferencia debiera ser cargada (típicamente) o abonada al consumo de acuerdo a algún mecanismo simple de asignación que interfiera lo menos posible con los precios marginales de operación. Otra posibilidad es crear un mercado aparte con regulación tradicional para los generadores $g \in G_m, G_M$ con su correspondiente demanda propia y relaciones de intercambio con el mercado marginalista.

Cuando las restricciones de multiplicadores π_{gthn} y ω_{gthn} son comunes e internas, la anterior discrepancia no existe, al no aparecer los términos π_{gthn} y ω_{gthn} en la expresión de RG o aparecer con un significado diferente al de las restricciones externas. La interpretación es simple, pues al no existir términos correctores del precio marginal de energía del sistema, el generador g es remunerado al coste marginal variable del sistema, que es el pagado por los consumidores.

b) La remuneración de la potencia acoplada KA_{gth} .

Este término de remuneración de la generación y el correspondiente de los pagos de los consumidores sólo tienen lugar cuando la restricción de seguridad en la operación es activa ($\eta_{th} > 0$).

En principio ambos términos:

$$-\sum_t \sum_n \sum_h \eta_{th} \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}(KA_{th}, D_{thn})}{\partial D_{thn}} \cdot D_{thn} \quad (\text{pagos})$$

$$\sum_t \sum_g \sum_h \eta_{th} \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}(KA_{th}, D_{thn})}{\partial KA_{gth}} \cdot KA_{gth} (*) \quad (\text{ingresos})$$

no parece obvio que hayan de ser iguales en todo caso, con independencia de la naturaleza de la función SEGUR_{th} . Sin embargo, como ejemplo, véase que en un caso sencillo en el que la restricción de seguridad de la operación:

$$\text{SEGUR}_{th}(KA_{th}, D_{thn}) \geq \text{SEGURMIN}_{th}$$

adoptase la forma

$$\sum_g KA_{gth} - R \cdot \sum_n p_n \cdot D_{thn} \geq 0$$

siendo R un número racional > 1 que indica el margen deseado de reserva en operación, los dos términos en cuestión tomarían el siguiente valor:

$$\begin{aligned} \text{Pagos: } & -\sum_t \sum_n \sum_h \eta_{th} \cdot \frac{\partial (\sum_g KA_{gth} - R \cdot \sum_n p_n \cdot D_{thn})}{\partial D_{thn}} \cdot D_{thn} = \\ & = \sum_t \sum_h \eta_{th} \cdot \sum_n R \cdot p_n \cdot D_{thn} = (\text{al estar la restricción activa}) = \\ & = \sum_t \sum_h \eta_{th} \sum_g KA_{gth} = \sum_t \sum_h \eta_{th} \cdot KA_{th} \end{aligned}$$

(*) Nótese que el sumatorio sobre los estados de incertidumbre n está implícito en la propia función SEGUR_{th} , que ha de evaluarse teniendo a todos ellos en cuenta.

$$\begin{aligned} \text{Ingresos: } & \sum_t \sum_g \sum_h \eta_{th} \cdot \frac{\partial (\sum_g KA_{gth} \cdot R \cdot \sum_n p_n \cdot D_{thn})}{\partial KA_{gth}} \cdot KA_{gth} = \\ & = \sum_t \sum_g \sum_h \eta_{th} \cdot KA_{gth} = \sum_t \sum_h \eta_{th} \cdot KA_{th} \end{aligned}$$

y por tanto en este caso ejemplo ambos términos coinciden exactamente. Es razonable esperar que un resultado semejante se obtenga con otras expresiones de la restricción de seguridad en operación como las usadas en la práctica por los sistemas eléctricos.

c) La remuneración de la potencia instalada K_{gt} .

Este término de los pagos de los consumidores sólo tiene lugar cuando la restricción de fiabilidad en la planificación de inversiones (en el contexto de planificación coordinada; en un contexto competitivo descentralizado equivaldría a una remuneración extra, en forma de incentivo o penalización, para conseguir el mismo propósito) es activa, esto es $p_t > 0$; además en los precios marginales de generación aparecen dos términos extra que corresponden a las tecnologías $g \in KG_M, KG_m$ cuyas restricciones sobre capacidad instalada son activas.

En principio se ignorará la posible presencia de restricciones activas de este segundo tipo (esto es: $q_{gt}, r_{gt} = 0, \forall g$), resultando los siguientes términos a comparar en las expresiones de pagos e ingresos:

$$\sum_t \sum_n \sum_h - p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t(K_t, D_t)}{\partial D_{thn}} \cdot D_{thn} \quad (\text{pagos})$$

$$\sum_t \sum_g p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t(K_t, D_t)}{\partial K_{gt}} \cdot K_{gt} \quad (\text{ingresos})$$

que en principio no parece obvio que hayan de ser iguales en todo caso, con independencia de la naturaleza de la función $FIAB_t$. Sin embargo, como ejemplo, véase un caso sencillo en el que la restricción de fiabilidad sobre las inversiones:

$$FIAB_t(K_t, D_t) \geq FIABMIN_t$$

adoptase la forma

$$\sum_g K_{gt} - R \cdot \sum_n p_n \cdot \max \{D_{t hn}\} \geq 0,$$

siendo R un número racional > 1 que indica el margen deseado de reserva en capacidad instalada y $\max \{D_{t hn}\}$ el máximo valor del conjunto de demandas D_{th} , $h=1, \dots, H$ para un periodo t y un estado de incertidumbre n dados; en este caso los dos términos en cuestión tomarían el siguiente valor

$$\begin{aligned} \text{Pagos: } & - \sum_t \sum_n \sum_h p_t \cdot \frac{\partial \left[\sum_g K_{gt} - R \cdot \sum_n p_n \cdot \max \{D_{t hn}\} \right]}{\partial D_{t hn}} \cdot D_{t hn} = \\ & = \sum_t \sum_n R \cdot p_n \cdot \max \{D_{t hn}\} \cdot p_t = (\text{al estar la restricción activa}) = \\ & = \sum_t \sum_g p_t \cdot \sum_g K_{gt} \\ \text{Ingresos: } & \sum_t \sum_g p_t \cdot \frac{\partial \left[\sum_g K_{gt} - R \cdot \sum_n p_n \cdot \max \{D_{t hn}\} \right]}{\partial K_{gt}} \cdot K_{gt} = \\ & = \sum_t \sum_g p_t \cdot K_{gt} = \sum_t p_t \cdot \sum_g K_{gt} \end{aligned}$$

y por tanto en este caso ejemplo ambos términos coinciden exactamente. Es razonable esperar que un resultado semejante se obtenga con otras expresiones de la restricción de fiabilidad en la capacidad instalada (u objetivo del regulador respecto a la seguridad de suministro a largo plazo) como las usadas en la práctica por los sistemas eléctricos.

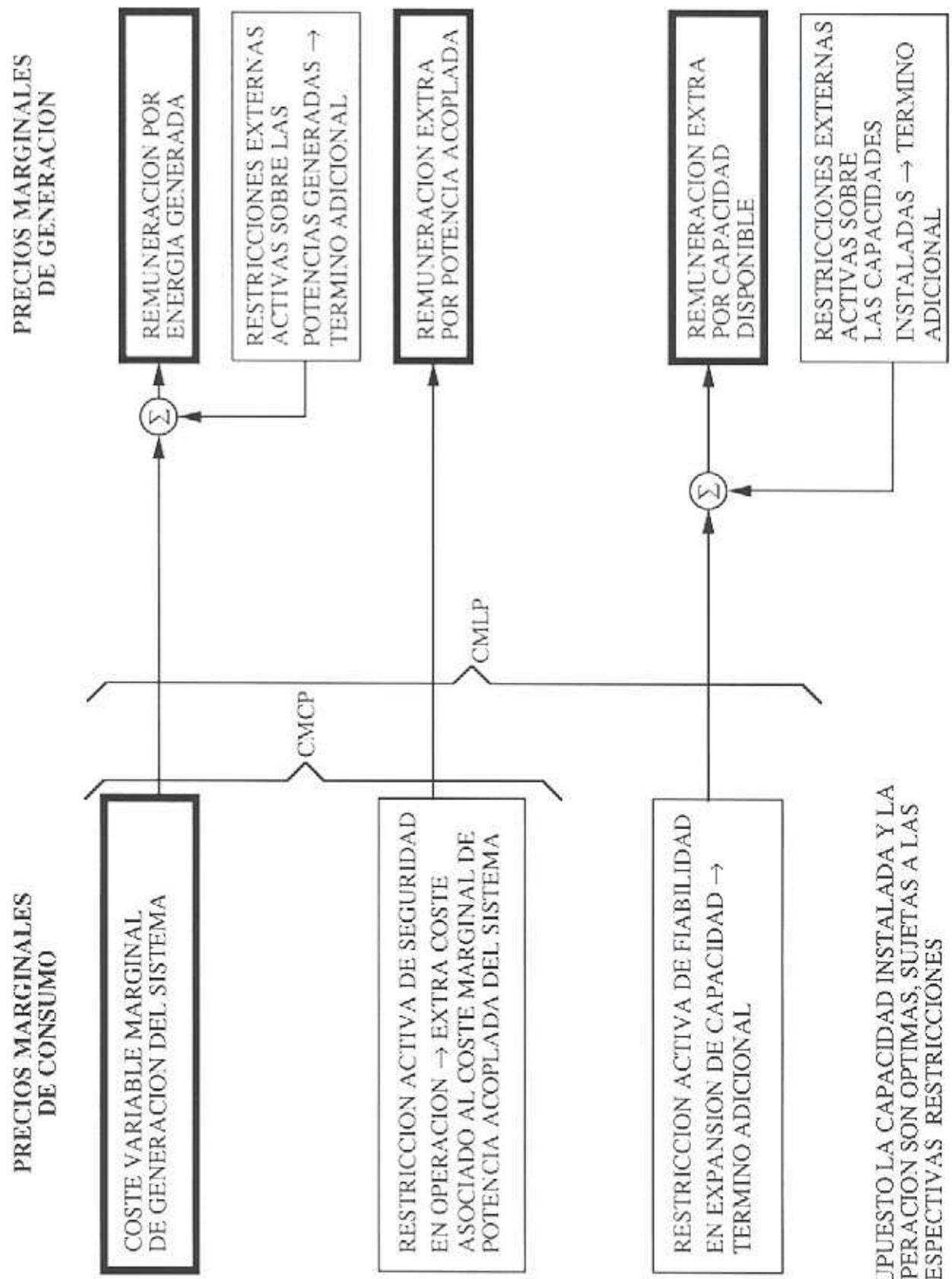
Finalmente queda el estudiar el efecto de las restricciones activas del segundo tipo (q_{gt} ó $r_{gt} > 0$, $g \in GK_m, GK_M$). Supuesto que los dos términos que acaban de analizarse fuesen iguales, obviamente el efecto de estas restricciones activas será el dar lugar a una nueva discrepancia entre los pagos PC y los ingresos RG , de forma que RG sea superior a PC en :

$$(RG - PC)_K = \sum_t \sum_{g \in GK_m} q_{gt} \cdot K_{MIN_{gt}} - \sum_t \sum_{g \in GK_M} r_{gt} \cdot K_{MAX_{gt}}$$

solamente cuando bien $q_{gt} > 0$ ó bien $r_{gt} > 0$. La discrepancia tiene su origen en que los generadores correspondientes a estas restricciones activas son remunerados de forma diferente (los precios marginales óptimos para estos generadores son tales que tienden a remunerar sus costes totales, lo que no conseguirían con los precios marginales genéricos) al resto de los generadores.

Si las restricciones de multiplicadores q_{gt} y r_{gt} son comunes o internas, los términos correctores correspondientes desaparecen de la expresión de RG o tienen una interpretación distinta a la que se ha analizado en el caso de restricción externa, de forma que la anterior fuente de discrepancia no existe.

PRECIOS DE SUMINISTRO Y CONSUMO



(*) SUPUESTO LA CAPACIDAD INSTALADA Y LA OPERACION SON OPTIMAS, SUJETAS A LAS RESPECTIVAS RESTRICCIONES

6.4. RECONCILIACION DE INGRESOS Y COSTES DE SUMINISTRO

En esta sección se examinan las condiciones para la igualdad de los ingresos percibidos por los generadores según la sección 6.2 y los costes totales de suministro (ver sección 3). Dado que los generadores individuales operan bajo diferentes condiciones de funcionamiento (grupo generador al margen, con o sin potencia de reserva, al límite o no de su capacidad instalada disponible, con límites externos activos o no sobre la potencia generada) y también de expansión (con o sin restricciones/incentivos/penalizaciones sobre la potencia instalada), la comprobación de la igualdad de ingresos y costes se realizará para un generador (o tecnología de generación) genérico g bajo cada una de las situaciones posibles.

Se escribe a continuación la expresión de los ingresos de un generador genérico g en función de los multiplicadores de Lagrange, y a continuación se desarrollan las expresiones de éstos (ver sección 3.3). Como se indicó anteriormente, se escriben las expresiones correspondientes al caso de que las restricciones con multiplicadores q_{gt} , r_{gt} , π_{gthn} y ω_{gthn} sean externas, dejando para el final la discusión del efecto de las restricciones comunes o internas. El sumatorio se extiende a todos los estados de incertidumbre n , para ser consistentes con la filosofía de largo plazo adoptada en esta sección:

$$\begin{aligned}
 RG_g &= \sum_t \sum_n \sum_h (\mu_{thn} - \pi_{gthn} + \omega_{gthn}) \cdot G_{gthn} + \sum_t \sum_h \eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial KA_{gth}} \cdot KA_{gth} + \\
 &+ \sum_t (p_t \cdot \frac{\partial \text{FIAB}_t}{\partial K_{gt}} + q_{gt} - r_{gt}) \cdot K_{gt} = \\
 &= \sum_t \sum_h \sum_n \left[p_n \cdot \sum_k \frac{\partial V_{G_{mtk}}(G_{gtn})}{\partial G_{mthn}} + \omega_{gthn} - \pi_{gthn} \right] \cdot G_{gthn} + \\
 &+ \sum_t \sum_h \eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial KA_{gth}} \cdot KA_{gth} + \\
 &+ \sum_t \left(\frac{\partial \text{IC}_g}{\partial K_{gt}} + \frac{\partial \text{SCC}}{\partial K_{gt}} \right) \cdot K_{gt}
 \end{aligned}$$

A continuación se utilizan los siguientes resultados de la sección 3.3:

$$\frac{\partial \text{SCC}}{\partial K_{gt}} = - \sum_h \gamma_{gth} = - \sum_h \eta_{th} \cdot \frac{\partial \text{SEGUR}_{th}}{\partial KA_{gth}} +$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_h \sum_n p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VA_{gk}(KA_{gtn})}{\partial KA_{gtn}} \cdot SK_{gthn} - \\
& - \sum_h \sum_n \alpha_{gthn} \cdot SK_{gthn} - \sum_h \xi_{gth}
\end{aligned}$$

siendo, cuando no es nula,

$$\alpha_{gthn} = p_n \cdot \sum_k \left[\frac{\partial VG_{mtk}(G_{mtn})}{\partial G_{mthn}} - \frac{\partial VG_{gk}(G_{gtn})}{\partial G_{gthn}} \right]$$

Sustituyendo las anteriores expresiones en la ecuación de RG_g resulta:

$$\begin{aligned}
RG_g &= \sum_t \frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} \cdot K_{gt} + \\
& + \sum_t \sum_h \sum_n \left\{ \left[p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VG_{mtk}(G_{gtn})}{\partial G_{mthn}} + \omega_{gthn} - \pi_{gthn} \right] \cdot G_{gthn} - \alpha_{gthn} \cdot K_{gthn} \right\} + \\
& + \sum_t \sum_h \sum_n p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VA_{gk}(KA_{gtn})}{\partial KA_{gtn}} \cdot K_{gthn} + \\
& + \sum_t \sum_h \eta_{th} \cdot \sum_k \frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial KA_{gth}} \cdot (KA_{gth} - K_{gt}) - \\
& - \sum_t \sum_h \xi_{gth} \cdot K_{gt}
\end{aligned}$$

De momento se considerará que $g \in G_m, G_M, GK_m, GK_M$ (o bien que los multiplicadores $r_{gt}, q_{gt}, \omega_{gthn}, \pi_{gthn}$ son nulos) para simplificar la discusión.

Se distinguen a continuación diversas situaciones:

- a) El generador g está al nivel máximo de utilización de su potencia acoplada y de su generación ($G_{gthn} = KA_{gthn} = K_{gthn}$; $\alpha_{gthn} > 0$; $\xi_{gth} = 0$; también $KA_{gth} = K_{gt}$).

$$\begin{aligned}
 RG_g = & \sum_t \frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} \cdot K_{gt} + \sum_t \sum_h \sum_n p_n \cdot G_{gthn} \sum_k \frac{\partial VG_{gk}(G_{gtn})}{\partial G_{gthn}} + \\
 & + \sum_t \sum_h \sum_n p_n \cdot KA_{gthn} \cdot \sum_k \frac{\partial VA_{gk}(KA_{gtn})}{\partial KA_{gthn}}
 \end{aligned}$$

Según esta expresión, cada uno de los tres conceptos de coste de generación (capacidad instalada, energía producida y potencia acoplada) es remunerado a un coste unitario igual a su respectivo coste marginal. Si cada una de las tres expresiones del coste fuese lineal en su respectiva magnitud (K_{gt} , G_{gthn} , KA_{gthn}) la recuperación de costes sería total. Si no fuese (i.e., existiesen "economías de escala" en el coste de inversión y, por extensión del concepto, existiesen (como es el caso) no linealidades en la función de coste del acoplamiento de potencia y o de la producción de energía a capacidad instalada dada) la igualdad entre costes de suministro e ingresos no tendría lugar exactamente, dependiendo la discrepancia de la naturaleza de las funciones de coste.

- b) El generador g está al margen (o con valor nulo) en producción de energía y al nivel máximo de utilización de su potencia acoplada ($G_{gthn} < KA_{gthn} = K_{gthn}$; $\alpha_{gthn} = 0$; $\xi_{gth} = 0$; también $KA_{gth} = K_{gt}$).

Es inmediato comprobar que RG_g se reduce a la misma expresión que en el caso anterior (si $G_{gthn} = 0$ el segundo término es nulo), sustituyendo g por m , que es el generador del que se trata en este caso. Las conclusiones son las mismas para el caso (a).

- c) El generador g está al margen en la utilización de su potencia acoplada, pudiendo o no estar al margen en producción de energía ($G_{gthn} \leq KA_{gthn} < K_{gthn}$; $\alpha_{gthn} \geq 0$; $\xi_{gth} = 0$; ahora $KA_{gth} < K_{gt}$).

En este caso (ver sección 3.3; ahora es $g=1$):

$$\eta_{1th} \cdot \frac{\partial SEGR_{1th}}{\partial KA_{1th}} = \sum_n p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VA_{1k}(KA_{1tn})}{\partial KA_{1thn}} \cdot SK_{1thn}$$

y sustituyendo en la expresión de RG_g resulta de nuevo la misma expresión que en el caso (a), ahora sustituyendo g por l , que es el generador considerado. Las conclusiones son las mismas que para el caso (a).

- d) El generador g tiene potencia acoplada nula ($G_{gthn} = K\Lambda_{gthn} = 0 < K_{gthn}; \xi_{gth} > 0$).

Por no utilizarse toda la potencia acoplada posible ($K\Lambda_{gthn} < K_{gthn}$) es $\gamma_{gth} = 0$, por lo que (sección 3.3):

$$\xi_{gth} = \sum_n p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VA_{gik}(K\Lambda_{gthn})}{\partial K\Lambda_{gthn}} \cdot SK_{gthn} - \eta_{th} \cdot \frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial K\Lambda_{gth}}$$

y al sustituir en RG_g resulta:

$$RG_g = \sum_l \frac{\partial IC_g}{\partial K_{gl}} \cdot K_{gl}$$

recuperándose los costes totales, que en este caso son únicamente los de inversión.

Obviamente cada generador, durante la operación del sistema, pasa de unas situaciones a otras de las arriba analizadas. Pero como en todas ellas la conclusión respecto a la igualdad entre costes e ingresos es exactamente la misma, puede generalizarse al conjunto de generadores para todas las situaciones de operación.

Finalmente se estudia el efecto que sobre la igualdad de costes e ingresos tienen las restricciones directas activas sobre la capacidad instalada ($q_{gt}, r_{gt} > 0$) o sobre la potencia generada ($\pi_{gthn}, \omega_{gthn} > 0$). Deben distinguirse tres casos, según se trate de restricciones externas, comunes o internas a los problemas individuales de optimización de los generadores (ver discusión al final de la sección 3 y en sección 4.1.1):

A. Restricciones externas.

A partir de las anteriores conclusiones para una tecnología cualquiera g y de la inspección de la expresión general RG_g , se desprenden las conclusiones siguientes:

- i) Cundo la restricción $K_{gt} \leq KMAX_{gt}$ es activa ($r_{gt} > 0$) o bien $K_{gt} \geq KMIN_{gt}$ es activa ($q_{gt} > 0$): Dado que la expresión de RG_g que se ha estado considerando no

depende de los multiplicadores q_{gt} y r_{gt} , la existencia de restricciones activas de este tipo no tiene repercusión alguna sobre la igualdad de ingresos y de costes de suministro. Lo anterior tiene una interpretación clara: por ser restricciones externas a la tecnología g , los precios marginales deben ser tales que remuneren los costes totales de suministro de g , de forma que los agentes del mercado no tengan el incentivo de instalar capacidad de generación ni en mayor ni en menor cuantía que la especificada por la restricción activa sobre g a nivel de sistema.

ii) Cuando la restricción $G_{gthn} \leq GMAX_{gth}$ es activa ($\pi_{gthn} > 0$) es (sección 3.3):

$$\omega_{gthn}, \alpha_{gthn}, \beta_{gthn} = 0$$

$$\pi_{gthn} = p_n \cdot \sum_k \left[\frac{\partial VG_{mtk}(G_{mtn})}{\partial G_{mthn}} \cdot \frac{\partial G_{gthk}(G_{gtn})}{\partial G_{gthn}} \right]$$

y la expresión de RG_g resulta ser igual a la obtenida anteriormente para una tecnología genérica g y sin restricciones activas sobre G_{gthn} . Las conclusiones respecto a la igualdad de costes e ingresos son por tanto las mismas.

iii) Cuando la restricción $G_{gthn} \geq GMIN_{gth}$ es activa ($\omega_{gthn} > 0$) se llega a las mismas conclusiones que en el caso (ii).

B. Restricciones comunes.

La expresión general de RG_g en este caso resulta ser:

$$\begin{aligned} RG_g &= \sum_t \sum_n \sum_h \mu_{thn} \cdot G_{gthn} + \sum_t \sum_h \eta_{th} \cdot \frac{\partial SEGR_{th}}{\partial KA_{gth}} \cdot KA_{gth} + \\ &+ \sum_t p_t \cdot \frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} \cdot K_{gt} = \\ &= \sum_t \left(\frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} + r_{gt} - q_{gt} \right) \cdot K_{gt} + \\ &+ \sum_t \sum_h \sum_n \left\{ p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VG_{mtk}(G_{gtn})}{\partial G_{mthn}} \cdot G_{gthn} - \alpha_{gthn} \cdot K_{gthn} \right\} + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_t \sum_h \sum_n p_n \cdot \sum_k \frac{\partial VA_{gthk}(KA_{gthn})}{\partial KA_{gthn}} \cdot K_{gthn} + \\
& + \sum_t \sum_h \eta_{th} \cdot \sum_k \frac{\partial SEGUR_{th}}{\partial KA_{gth}} \cdot (KA_{gth} - K_{gt}) - \\
& - \sum_t \sum_h \xi_{gth} \cdot K_{gt}
\end{aligned}$$

A partir de las anteriores conclusiones para una tecnología cualquiera g y de la inspección de la nueva expresión general RG_g , se desprenden las conclusiones siguientes:

- i) Cuando la restricción $K_{gt} \leq KMAX_{gt}$ es activa ($r_{gt} > 0$), los ingresos del generador g son superiores a sus costes totales en la cantidad:

$$\sum_t r_{gt} \cdot K_{gt},$$

siendo

$$r_{gt} = \left(\frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} \right) \cdot \left(\frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{pt}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial IC_p}{\partial K_{pt}} + \frac{\partial SCC}{\partial K_{pt}} \right) - \left(\frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} + \frac{\partial SCC}{\partial K_{gt}} \right)$$

cuya interpretación ya se ha visto en las secciones 3.3 y 4.1.2.

En la expresión de r_{gt} el producto de los dos factores iniciales depende de la naturaleza de la expresión $FIAB_t$, pero típicamente debe ser cercana a la unidad o al cociente de las disponibilidades medias de la tecnología g y de la de punta p . El resto de la expresión es la diferencia entre el desequilibrio de coste marginal de inversión y ahorro en operación por un incremento marginal de inversión en las tecnologías g y de punta p . Cada uno de estos desequilibrios (para g y para q) debe ser nulo si no hay restricciones activas sobre la inversión ($p_t, r_{gt}, q_{gt} = 0$). El de la tecnología p depende de p_t . El de la tecnología g viene determinado por la restricción de multiplicador r_{gt} . Cuanto mayor sea el efecto de la restricción sobre la inversión en capacidad g , mayor será el desequilibrio entre $-\frac{\partial SCC}{\partial K_{gt}}$ y $\frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}}$, y mayor el exceso de los ingresos de g sobre sus costes.

- ii) De análoga forma, cuando la restricción $K_{gt} \geq KMIN_{gt}$ es activa ($q_{gt} > 0$), los ingresos del generador g son inferiores a sus costes en la cantidad:

$$\sum_t q_{gt} \cdot K_{gt}$$

siendo

$$q_{gt} = \left(\frac{\partial IC_g}{\partial K_{gt}} + \frac{\partial SCC}{\partial K_{gt}} \right) \cdot \left(\frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{gt}} \right) \cdot \left(\frac{\partial FIAB_t}{\partial K_{pt}} \right)^{-1} \cdot \left(\frac{\partial IC_p}{\partial K_{pt}} + \frac{\partial SCC}{\partial K_{pt}} \right)$$

y la interpretación es similar a la expuesta para r_{gt} .

- iii) Los resultados para el caso en que las restricciones $G_{gthn} \geq GMAX_{gth}$ y $G_{gthn} \geq GMIN_{gth}$ sean activas son los mismos que los estudiados al principio de esta sección para el caso de ω_{gthn} y π_{gthn} nulos, pues las expresiones de RG_g son las mismas. Por consiguiente el que estas restricciones comunes sean activas no ocasiona discrepancias entre los ingresos y los costes de generación.

C. Restricciones internas.

A partir de las conclusiones para una tecnología cualquiera g y de la inspección de la expresión de RG_g , se desprenden las conclusiones siguientes:

- i) Cuando la restricción $K_{gt} \leq KMAX_{gt}$ es activa ($r_{gt} > 0$) o bien $K_{gt} \geq KMIN_{gt}$ es activa ($q_{gt} > 0$): Dado que la expresión de RG_g que se considera depende de los multiplicadores q_{gt} y r_{gt} , la existencia de restricciones activas de este tipo sí tiene repercusión sobre la igualdad de ingresos y de costes de suministro. Lo anterior tiene la siguiente interpretación: por tratarse de restricciones internas a la tecnología g es el generador el encargado de cumplirlas, resultando en desviaciones respecto a las condiciones de capacidad perfectamente adaptada. El sistema general de precios actuará, como con cualquier otro generador, remunerando por encima de los costes totales para incentivar la inversión si hay defecto de ella, o remunerando por debajo de los costes totales para desincentivar el exceso de inversión.
- ii) Cuando la restricción $G_{gthn} \geq GMIN_{gth}$ es activa ($\omega_{gthn} > 0$) el valor de ω_{gthn} es:

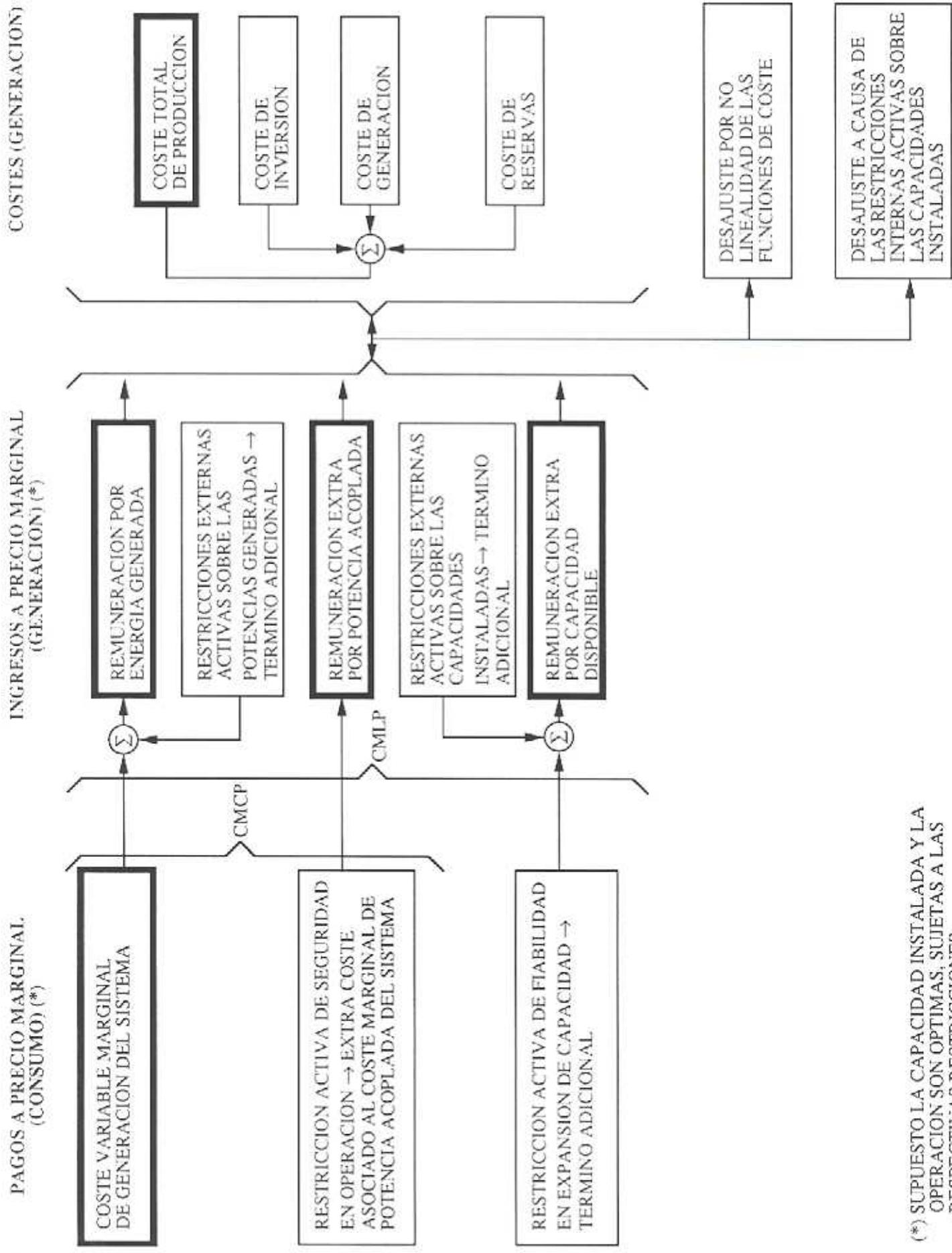
$$\omega_{gthn} = p_n \cdot \left[\sum_k \frac{\partial V G_{gth}}{\partial G_{gthn}} \cdot \rho_{gthn} \right]$$

resultado:

$$\sum_k \frac{\partial VG_{gth}}{\partial G_{gthn}} = \sum_k \frac{\partial VG_{mth}}{\partial G_{mthn}}$$

Lo anterior indica que para que el generador cumpla la restricción considerada, es necesario que éste declare el coste marginal del grupo como igual al coste marginal del sistema, existiendo por tanto una discrepancia entre los costes totales del generador y sus ingresos (e.g. cuando un generador establece un contrato “take or pay” de compra de combustible y resulta que el coste marginal del grupo es superior al del sistema, el generador tendrá que declarar un coste igual al marginal del sistema para ser despachado y poder cumplir la restricción impuesta, siendo por tanto en este caso sus ingresos inferiores a sus costes).

- iii) Cuando la restricción $G_{gthn} \leq GMAX_{gth}$ es activa ($\pi_{gthn} > 0$) se llega a conclusiones análogas a las del caso (ii).



(*) SUPUESTO LA CAPACIDAD INSTALADA Y LA OPERACION SON OPTIMAS, SUJETAS A LAS RESPECTIVAS RESTRICCIONES

7. CONCLUSIONES

En este documento se han realizado diversos estudios económicos sobre un modelo conceptual de un sistema eléctrico. El modelo, aunque simplificado, permite obtener conclusiones relevantes con respecto a las capacidades y limitaciones de la aplicación de principios económicos marginalistas en la regulación de los sistemas de energía eléctrica.

La utilización de los resultados del estudio es claramente dependiente del contexto regulador. Lo que en un *marco regulador tradicional* se debe plantear como restricciones al plan de inversiones en nueva capacidad o a la operación del sistema eléctrico, en un *marco regulador descentralizado y competitivo* puede corresponder, bien a restricciones internas de generadores individuales, bien a incentivos o penalizaciones incorporados al sistema de precios marginalistas para conseguir los mismos objetivos que las restricciones del marco regulador tradicional.

Los resultados obtenidos corresponden a un sistema eléctrico que se supone con capacidad instalada perfectamente adaptada y operado óptimamente, todo ello sujeto a las correspondientes restricciones, con el objetivo de minimizar el coste total de suministro (incluyendo el coste de falta de servicio a los consumidores). Sin embargo la inmensa mayoría de los sistemas reales no cumplen estas condiciones, por diversos motivos,

A fin de poder aplicar las conclusiones de este trabajo en los sistemas reales, puede suponerse que éstos han llegado a la situación presente y no óptima a través de un proceso de optimización, al que se han incorporado las restricciones adecuadas de expansión y operación, para que resulte del mismo la citada situación presente. Ahora ya pueden deducirse de este modelo, con la metodología desarrollada en este documento, las expresiones de los precios marginales que constituirían las señales económicas adaptadas a la citada situación en un marco regulador descentralizado y competitivo. A partir de estos resultados ya pueden obtenerse conclusiones de interés práctico, como por ejemplo la naturaleza y cuantía de las desviaciones que tendrían lugar en la remuneración de los generadores si se aplicaran sin más precios marginalistas sobre la citada situación presente.

A continuación se resumen muy brevemente las conclusiones más relevantes de este trabajo, cuya exposición detallada puede encontrarse en las correspondientes secciones de este documento. En resumen, los resultados principales pueden agruparse en tres apartados:

A. Condiciones de optimalidad.

- Se trata de las condiciones que han de satisfacerse, tanto por parte del suministro como del consumo, y tanto a nivel de inversiones en nueva capacidad como de operación, para conseguir el máximo bienestar social global asociado al consumo y suministro de la electricidad, sujeto a las restricciones de inversión y de operación que se le impongan.
- En el marco regulatorio tradicional, las condiciones obtenidas implican el cumplimiento del problema clásico del suministro eléctrico: invertir y operar el sistema de suministro de forma que se minimice el coste total (incluyendo el coste a los consumidores por falta de suministro), cumpliendo además las restricciones de fiabilidad y seguridad que se puedan imponer.
- Las condiciones de optimalidad se obtienen en principio suponiendo que todas las variables de decisión (inversiones en capacidad y decisiones de operación) pueden decidirse en forma coordinada o centralizada, de acuerdo con lo definido en el modelo idealizado de referencia. Se demuestra que se pueden satisfacer las mismas condiciones en un marco regulador descentralizado y competitivo, con tal de que se establezca un sistema adecuado de precios marginales.
- El sistema de precios marginales que ha de aplicarse para remunerar a los generadores ha de reconocer ingresos por tres conceptos: energía producida, potencia acoplada y capacidad disponible. La remuneración por los dos últimos conceptos solamente es necesaria cuando se desea conseguir, a través del sistema de precios marginalistas, un nivel de seguridad en la operación (i.e., reservas) o de fiabilidad en la expansión (i.e., margen de capacidad) más allá de lo estrictamente óptimo económicamente.

B. Costes marginales a corto y largo plazo.

- Los costes marginales de corto y de largo plazo se definen en el contexto del problema clásico de minimización del coste de suministro, como las señales económicas que indican al consumidor el coste incurrido por un consumo adicional de electricidad. Tanto en el marco regulador tradicional como en el descentralizado y competitivo, el precio marginal que ha de aplicarse al consumo eléctrico para cumplir con las condiciones de optimalidad económica coincide con el coste marginal del citado

problema clásico de suministro. Se plantea el conflicto entre adoptar el coste marginal de corto plazo (señal económica óptima para los consumidores en el contexto de la operación) o el de largo plazo (señal económica óptima para los consumidores en el contexto conjunto de la operación y de la inversión; y es más adecuado para recaudar la cantidad necesaria para remunerar al suministro por sus costes totales).

- El citado conflicto no existe cuando se cumplen las condiciones que garantizan la igualdad de los costes marginales a corto y a largo plazo. En primer lugar que el sistema tenga capacidad perfectamente adaptada y se opere óptimamente. En segundo lugar que no existan restricciones activas de fiabilidad sobre la capacidad instalada, que obliguen a invertir más de lo estrictamente necesario económicamente.

C. Reconciliación de pagos, ingresos y costes.

- Para que los precios marginalistas conduzcan a un sistema eléctrico viable, es preciso que se hagan coincidir los pagos realizados por los consumidores para comprar la electricidad, los ingresos obtenidos por los suministradores y los costes totales de suministro. Se han estudiado las condiciones necesarias para que se verifique esta coincidencia, analizando en particular el efecto de las restricciones (o de los ajustes en los precios para conseguir el mismo efecto, según sea el marco regulatorio), tanto las denominadas internas como las externas, en la expansión de capacidad o en la operación. Las conclusiones obtenidas se resumen en el cuadro adjunto.

Los resultados del presente estudio han de ser extendidos al conjunto del sistema de suministro de electricidad, i.e., al transporte y a la distribución, además de a la generación, utilizando para ello un modelo del sistema eléctrico que represente adecuadamente los aspectos de red.

8. REFERENCIAS

Caramanis, M.C., "Investment planning under optimal spot pricing of electricity", MIT Energy Laboratory Working Paper MIT-EL-81-051 WP, June 1981.

Caramanis, M.C., Bohn, R.E., Schweppe, F.C., "System security control and optimal pricing of electricity". *Electric Power & Energy Systems*, vol. 9, no. 4, Oct. 1987, pp. 217-224.

David, A.K., Li, Y.Z., "A rational approach for incorporating capital costs in the real-time pricing of electricity", *Electric Power and Energy Systems*, vol. 15, Number 3, 1993, pp. 179-184.

David, A.K., Li, Y.Z., "Effect of inter-temporal factors on the real time pricing of electricity", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, Number 1, February 1993, pp. 44-52.

Monnier, L., "La tarification de l' électricité en France", Editions Economica, 1983.

Schweppe, F.C., Caramanis, M.C., Tabors, R.D., Bohn, R.E., "Spot pricing of electricity", Kluwer Academic Publishers, 1988.

Siddiqi, S.N., Baughman, M.L., "Optimal pricing of non-utility generated electric power", IEEE Winter Meeting, Power Engineering Society, paper 93 WM 149-5 PWRS.

APENDICE A. GLOSARIO DE TERMINOS

α :	Multiplicador de Lagrange.
BSN:	Beneficio social neto.
BSN*:	Valor óptimo del beneficio social neto BSN.
BSN _C :	Beneficio social neto desde la perspectiva del corto plazo.
β :	Multiplicador de Lagrange.
c:	Índice para cada consumidor (o tipo de consumo) individual.
CB:	Beneficio del consumidor a partir de su función de utilidad.
CNB:	Beneficio neto para el consumidor.
D:	Potencia demandada.
δ :	Multiplicador de Lagrange.
ϵ :	Multiplicador de Lagrange.
FIAB:	Medida de fiabilidad en el largo plazo de la capacidad instalada de suministro.
FIABMIN:	Valor mínimo admisible de FIAB.
g:	Tipo de tecnología de generación.
G:	Potencia generada.
GK _m :	Conjunto de las tecnologías de generación cuya capacidad instalada está restringida a superar una cota mínima.
GK _M :	Conjunto de las tecnologías de generación cuya capacidad instalada está restringida a no superar una cota máxima.
G _m :	Conjunto de las tecnologías de generación cuyo nivel de producción está restringido a superar una cota mínima.
G _M :	Conjunto de las tecnologías de generación cuyo nivel de producción está restringido a no superar una cota máxima.
GMAX:	Cota máxima del nivel de producción de una tecnología
GMIN:	Cota mínima del nivel de producción de una tecnología
γ :	Multiplicador de Lagrange.
GNB:	Beneficio neto para el generador.
h:	Periodo temporal para la gestión del corto plazo (e.g., hora).
η :	Multiplicador de Lagrange.
IC:	Coste de inversión en instalaciones de suministro (generación únicamente en el modelo utilizado).
ICC:	Coste de inversión en instalaciones de consumo.

K:	Capacidad instalada de suministro, donde K_{gthn} denomina la parte de la citada potencia de una tecnología g que se encuentra disponible durante el subperiodo h del periodo t , para el estado de disponibilidad n .
KA:	Potencia de generación acoplada.
KC:	Capacidad instalada de consumo.
KMAX:	Valor máximo admisible de la capacidad de la capacidad instalada de una tecnología de generación.
KMIN:	Valor mínimo admisible de la capacidad de la capacidad instalada de una tecnología de generación.
l :	Tecnología de generación marginal en potencia acoplada.
m :	Tecnología de generación marginal en producción.
μ :	Multiplicador de Lagrange.
n :	Índice para cada estado de incertidumbre, $n=1, \dots, N$.
p_i :	Multiplicador de Lagrange.
p :	Tecnología de generación de punta.
PC:	Cantidad total pagada por los consumidores por la electricidad.
p_n :	Probabilidad de ocurrencia del estado de incertidumbre n ; $\sum_n p_n = 1$.
π :	Multiplicador de Lagrange.
q :	Multiplicador de Lagrange.
r :	Multiplicador de Lagrange.
RG:	Ingresos ("Revenues") totales de los generadores.
ρ :	Precio marginalista de la energía generada.
σ :	Precio marginalista de la potencia acoplada de generación.
SC:	Coste de suministro; puede ser el total SC, el de corto plazo (coste de operación) SC_C o el de largo plazo (coste de inversión) SC_L .
SEGUR:	Medida de seguridad en el corto plazo de la capacidad acoplada de suministro.
SEGURMIN:	Valor mínimo admisible de la capacidad acoplada de suministro.
τ :	Periodo temporal para la gestión del largo plazo (e.g., año).
τ :	Precio marginalista de la capacidad instalada de generación.
VA:	Coste de acoplamiento (directamente relacionado con la provisión de reservas de operación), resultante de la operación de las instalaciones de suministro.
VG:	Coste variable directamente asociado a la generación de energía eléctrica.
VC:	Costes "variables" de suministro, i.e., los resultantes de la operación de las instalaciones.

ω : Multiplicador de Lagrange.
 ξ : Multiplicador de Lagrange.