



**UNIVERSIDAD
ALFONSO X EL SABIO
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**

DOCTORADO EN INGENIERÍA DE LA CONSTRUCCIÓN

TESIS DOCTORAL

**“METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DE
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN GUATEMALA:
EVALUACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE FINANCIACIÓN DE LAS
INVERSIONES COMO PARÁMETRO BÁSICO PARA EL ESTUDIO DE
VIABILIDAD”**

**AUTOR:
DAVID CASTRO VALDIVIA**

**DIRECTOR:
DR. EDUARDO COLLADO FERNÁNDEZ**

Villanueva de la Cañada, Año 2017

RESUMEN

Uno de los principales problemas a los que se enfrenta el desarrollador de proyectos hidroeléctricos, es la decisión sobre qué tamaño o potencia deberá tener la central para aprovechar al máximo el recurso agua, al mismo tiempo que cumple con los objetivos de viabilidad económica del proyecto. Las metodologías comúnmente utilizadas utilizan la *estructura de financiación* de la inversión, como una simple herramienta para el cálculo del flujo de caja a lo largo de la vida del proyecto, sin analizar las variaciones existentes en dicha estructura y su impacto en la selección del tamaño óptimo de la central. Además, en muchas de estas metodologías se asume que el dimensionamiento deberá realizarse para maximizar la rentabilidad de las inversiones, sin tomar en cuenta el *objetivo último* que busca el promotor con la construcción de la central hidroeléctrica.

En este trabajo se desarrolla una metodología para el dimensionamiento de pequeñas centrales hidroeléctricas, basada en la selección del proyecto óptimo utilizando distintos condicionantes de financiación de las inversiones, y tomando en cuenta el *objetivo último* de la central.

La metodología consiste en el diseño e implementación de modelos de cálculo de siete Casos distintos de proyectos hidroeléctricos. Los Casos incluyen tanto proyectos financiados con fondos propios, como proyectos que recurren a financiación ajena. También se introducen proyectos desarrollados por el estado y por inversores privados. Mediante la utilización de un mismo Proyecto Modelo, se evalúan los resultados entre Casos, analizando la variación en el tamaño óptimo y el impacto de las distintas variables financieras en los resultados obtenidos.

Cada modelo incluye tres módulos auxiliares: Presupuestos, Producción y Económico-Financiero. El módulo de presupuestos se ha implementado con el software RETScreen validado para proyectos fluyentes en la región guatemalteca. La producción se ha calculado a un horizonte de 20 años, tomando en cuenta los rendimientos de los equipos, pérdidas hidráulicas y las características propias del salto. Finalmente, el modelo financiero incluye los condicionantes de plazo, cálculo de indicadores tales como Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Actual Neto (VAN) y la Ratio de Servicio de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR, por sus siglas en inglés), tanto a nivel de proyecto, como del promotor.

Los resultados obtenidos muestran que, para un mismo proyecto, el tamaño óptimo varía dependiendo del *objetivo último* del mismo. Para los Casos cuyo objetivo es maximizar la rentabilidad, la estructura financiera no influye en el resultado del proyecto óptimo, ya que, si el proyecto con mayor TIR cumple los condicionantes impuestos en la estructura de financiación, también lo harán el resto de opciones analizadas para el mismo Caso. No obstante, dicha estructura financiera sí que influye en los indicadores VAN y TIR del promotor, encontrándose rentabilidades mayores para el promotor en los Casos con financiación.

Se realizó un análisis de sensibilidad en los Casos que conllevan financiación y cuyo objetivo es la maximización de la TIR. El análisis tuvo como objetivo medir el impacto de cinco variables consideradas relevantes para el cálculo del proyecto óptimo. Cuatro de estas variables están relacionadas con la financiación: Grado de Apalancamiento, Tasa de Interés de la deuda senior, Plazo de la deuda senior y el Precio de venta de la energía. La quinta variable es el recurso (caudales), cuya influencia en cualquier proyecto hidroeléctrico es elevada. Los resultados muestran que únicamente la variación de los Caudales circulantes es determinante para la variación del dimensionamiento óptimo. Las variaciones de cualquiera de las otras cuatro variables únicamente modifican los índices económico-financieros, pero el proyecto óptimo sigue siendo el mismo.

Del análisis de sensibilidad también se concluye que entre más compleja sea la estructura financiera de un proyecto, mayor será la probabilidad de que el número de proyectos viables sea menor. Esto es importante tomando en cuenta que, si el objetivo del proyecto no es buscar una TIR máxima, o si bien, por motivos técnicos, ambientales o de otra índole, se decidiera elegir una potencia distinta a la que produce la TIR máxima, cabe la posibilidad de que este nuevo proyecto incumpla algún condicionante relacionado con la financiación. Esto demuestra la importancia de incluir uno o varios esquemas de financiación en los modelos de análisis de viabilidad de centrales hidroeléctricas.

Como parte de este trabajo, se realizó la calibración del Método 1 para presupuestos de minicentrales hidroeléctricas del software RETScreen. Para ello, se utilizó información de siete estudios de viabilidad (factibilidad) de proyectos ubicados en Guatemala. De los cálculos realizados se encontró que los presupuestos obtenidos con RETScreen son en promedio un 11% mayores que los calculados por métodos convencionales, utilizando cantidades de obra y precios unitarios a nivel de Estudios de Viabilidad (Factibilidad). Esta precisión en etapas tempranas del desarrollo de proyectos hidroeléctricos fue suficiente para adoptar el software como modelo para el cálculo de presupuestos de esta investigación.

ÍNDICE

1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS.....	1
1.1. JUSTIFICACIÓN.....	2
1.2. OBJETIVO GENERAL.....	2
1.3. OBJETIVO ESPECÍFICO.....	2
1.4. OBJETIVO SECUNDARIO.....	3
2. METODOLOGÍA.....	5
3. ANTECEDENTES.....	7
3.1. PARAMETRIZACIÓN Y ESTIMACIÓN DE COSTES DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	8
3.1.1. INTRODUCCIÓN.....	8
3.1.2. ESTIMACIÓN PARAMÉTRICA [PARAMETRIC ESTIMATING].....	10
3.1.3. DESARROLLO DE UNA BASE DE DATOS.....	11
3.1.3.1. DESARROLLO DEL MODELO.....	11
3.1.4. ENFOQUE PARAMÉTRICO EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	12
3.1.4.1. ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE INVERSIÓN PARA VARIAS ALTERNATIVAS DE POTENCIA INSTALADA (CEPAL, 1976a).....	12
3.1.4.2. ENTENDIENDO LOS COSTES Y DURACIONES DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS APOYADOS POR EL BANCO MUNDIAL (Merrow and Shangraw, 1990).....	16
3.1.4.3. ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS ECONÓMICOS DE LOS RECURSOS HIDROENERGÉTICOS DE ESTADOS UNIDOS (Hall, et al., 2003).	19
3.1.4.4. MODELO RETSCREEN: MÉTODO DE LAS FÓRMULAS (NRC, 2005).	21
3.2. CÓMO SE DIMENSIONA ACTUALMENTE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA. CRITERIOS DE DISTINTOS AUTORES.	23
3.2.1. INTRODUCCIÓN.....	23
3.2.2. DIMENSIONAMIENTO DE LOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS (Cuesta y Vallarino, 2000).....	24
3.2.2.1. PROCESO DE DEFINICIÓN DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO.....	24
3.2.2.2. CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	25
3.2.2.3. CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO.....	25
3.2.2.4. OPTIMIZACIÓN EN CENTRALES FLUYENTES Y CENTRALES CON REGULACIÓN.....	27
3.2.2.5. RESUMEN.....	28
3.2.3. SELECCIÓN DE LA TURBINA Y DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (Warnick, 1984).....	29
3.2.3.1. INTRODUCCIÓN.....	29
3.2.3.2. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE UNIDADES.....	30
3.2.3.3. SELECCIÓN DE LA UNIDAD MÁS ECONÓMICA (DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL).....	30
3.2.3.4. RESUMEN.....	34
3.2.4. DIMENSIONAMIENTO CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (USACE, 1985).....	35
3.2.4.1. INTRODUCCIÓN.....	35
3.2.4.2. PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL.....	35
3.2.4.3. TRATAMIENTO DE MÚLTIPLES ALTERNATIVAS.....	36

3.2.4.4. CENTRALES FLUYENTES	36
3.2.4.5. CENTRALES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN.....	37
3.2.4.6. TAMAÑO Y NÚMERO DE UNIDADES	38
3.2.4.7. RESUMEN.....	38
3.2.5. OPTIMIZACIÓN MEDIANTE EL USO DE ALGORITMOS.....	39
3.2.5.1. INTRODUCCIÓN	39
3.2.5.2. METODOLOGÍA Y ALGORITMOS PARA LA SELECCIÓN ÓPTIMA DEL CAUDAL EN UNA CENTRAL HIDROLÉCTRICA (Palacios y Guerrero, 2000).....	40
3.2.5.3. OPAH, UN MODELO PARA EL DISEÑO ÓPTIMO DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS MULTIPROPÓSITO (Lopes de Almeida, et. al., 2006).....	40
3.2.5.4. DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA FLUYENTE (Anagnostopoulos y Panantonis, 2007).....	43
3.2.5.5. OPTIMIZACIÓN DE COSTES EN MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS (Tuhtan, 2007).....	46
3.2.5.6. RESUMEN.....	48
3.3. CÓMO SE EVALÚA ACTUALMENTE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	49
3.3.1. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO A NIVEL SECTORIAL: PERSPECTIVA DE PAÍS.....	49
3.3.2. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO A NIVEL DE PROYECTO	50
3.3.3. EVALUACIÓN DE INVERSIONES: MARCO CONCEPTUAL.....	51
3.3.3.1. DEFINICIONES	51
3.3.3.2. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD.....	55
3.3.4. MÉTODOS TRADICIONALES PARA LA EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	58
3.3.4.1. VALORACIÓN Y SELECCIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE CERTEZA	58
3.3.4.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	60
3.3.4.3. VALORACIÓN Y SELECCIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE RIESGO	61
3.3.5. PROCEDIMIENTO GENÉRICO PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO	63
3.3.5.1. ETAPA DE RECONOCIMIENTO.....	64
3.3.5.2. ETAPA DE PREFACTIBILIDAD	66
3.3.5.3. ETAPA DE FACTIBILIDAD E INGENIERÍA DE PROYECTO.....	67
3.4. EL MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA.....	74
3.4.1. ANTECEDENTES.....	74
3.4.2. SUB SECTOR ELÉCTRICO EN GUATEMALA	74
3.4.2.1. MARCO DE POLÍTICA ELÉCTRICA.....	74
3.4.2.2. MARCO INSTITUCIONAL	75
3.4.2.3. MARCO REGULATORIO.....	77
3.4.2.4. MERCADO ELÉCTRICO	78
3.4.2.5. SISTEMA ELÉCTRICO.....	79
3.4.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO	79
3.4.3.1. AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA	80
3.4.3.2. PRINCIPIOS DEL MERCADO MAYORISTA	80
3.4.3.3. PRECIO SPOT.....	82

3.4.3.4. PRECIO DE GENERACIÓN EN LOS CONTRATOS A TÉRMINO (ARECA, 2009)	85
3.4.3.5. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (CNEE, 2014)	86
3.4.3.6. GENERACIÓN FORZADA	89
3.4.3.7. DESVÍOS DE POTENCIA	90
3.4.4. MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL	91
3.4.5. PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2014-2028 (AMM, 2014)	92
3.4.5.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	92
3.4.5.2. RESULTADOS DE EXPANSIÓN	93
3.4.5.3. ANÁLISIS ECONÓMICO	94
4. DIMENSIONAMIENTO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CONSIDERANDO SU ESTRUCTURA DE FINANCIACIÓN	97
4.1. INTRODUCCIÓN	98
4.2. CASO 1. ENTIDAD ESTATAL QUE EJECUTA CON FONDOS PROPIOS. CENTRAL CONECTADA A RED.	101
4.2.1. TASA SOCIAL DE DESCUENTO	102
4.3. CASO 2. EMPRESA PRIVADA. CENTRAL CONECTADA A RED.	103
4.3.1. CASO 2.1. EMPRESA DE GRAN TAMAÑO QUE EJECUTA CON FONDOS PROPIOS.	105
4.3.2. CASO 2.2. EMPRESA DE GRAN TAMAÑO CON APALANCAMIENTO.	106
4.3.2.1. INSTRUMENTOS FINANCIEROS COMÚNMENTE UTILIZADOS EN GUATEMALA	107
4.3.2.2. DEUDA PRINCIPAL O DEUDA “SENIOR”	107
4.3.2.3. PROJECT FINANCE	108
4.3.2.4. CONDICIONANTES DE DIMENSIONAMIENTO	108
4.3.3. CASO 2.3. EMPRESA DE PEQUEÑO TAMAÑO CON APALANCAMIENTO.	110
4.3.4. CASO 2.4. EMPRESA DE PEQUEÑO TAMAÑO CON APALANCAMIENTO Y CON PARTE DE CAPITAL APALANCADO (MEZZANINE)	110
4.4. CASO 3. MICROEMPRESA O PARTICULAR CON RECURSO PROPIO PREFIJADO Y SIN POSIBILIDAD DE ASISTIR FINANCIERAMENTE AL PROYECTO DURANTE LA EXPLOTACIÓN. CENTRAL CONECTADA A RED.	113
4.5. CASO 4. CENTRAL AISLADA CON FINANCIACIÓN EXTERNO NO REEMBOLSABLE.	114
4.6. RESUMEN DE CASOS	117
5. DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS DE CÁLCULO	119
5.1. INTRODUCCIÓN	120
5.2. CÁLCULO DE PRESUPUESTOS: SOFTWARE RETSCREEN	121
5.2.1. MODELO RETSCREEN	121
5.2.2. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS PARA VALIDACIÓN	122
5.2.2.1. P.H. SEMUC	122
5.2.2.2. P.H. LOURDES	122
5.2.2.3. P.H. HIDRO GUALÁN	123
5.2.2.4. P.H. LA MEJANA	123
5.2.2.5. P.H. MASÁ A	123
5.2.2.6. P.H. SAN LUIS	124
5.2.2.7. P.H. TALCANAC	124

5.2.3. METODOLOGÍA	125
5.2.3.1. RECOPIACIÓN DE DATOS DE LOS PROYECTOS DE VALIDACIÓN	125
5.2.3.2. RECOPIACIÓN DE DATOS PARA TRANSPOSICIÓN.....	126
5.2.3.3. CALCULO DE PRESUPUESTOS CON RETSCREEN	127
5.2.3.4. ORGANIZACIÓN DE PRESUPUESTOS DE VALIDACIÓN.....	127
5.2.4. RESULTADOS	128
5.2.5. CONCLUSIÓN SOBRE LA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE EN EL ESTUDIO.....	137
5.2.6. SECUENCIA DE CÁLCULO DE PRESUPUESTOS	137
5.3. CÁLCULO DE PRODUCCIONES	140
5.3.1. INTRODUCCIÓN.....	140
5.3.2. OBTENCIÓN DEL CAUDAL TURBINABLE	140
5.3.3. SALTO NETO	140
5.3.4. CAUDAL DE EQUIPAMIENTO.....	142
5.3.5. TIPO Y NÚMERO DE TURBINAS.....	142
5.3.6. CÁLCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA.....	144
5.3.7. SECUENCIA DE CÁLCULO DE PRODUCCIONES	146
5.4. MODELO ECONÓMICO Y FINANCIERO	149
5.4.1. PRECIO DE LA ENERGÍA.....	149
5.4.2. MODELO CASO 1	150
5.4.2.1. INGRESOS	150
5.4.2.2. DESEMBOLSOS.....	150
5.4.2.3. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS	151
5.4.2.1. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS.....	152
5.4.2.2. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA.....	152
5.4.2.3. SECUENCIA DE CÁLCULO	152
5.4.3. MODELO CASO 2.1	155
5.4.3.1. INGRESOS	155
5.4.3.2. DESEMBOLSOS.....	155
5.4.3.3. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS	156
5.4.3.4. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS.....	156
5.4.3.5. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA.....	157
5.4.3.6. SECUENCIA DE CÁLCULO	157
5.4.4. MODELO CASO 2.2	159
5.4.4.1. INGRESOS	159
5.4.4.2. DESEMBOLSOS.....	159
5.4.4.3. EBITDA	163
5.4.4.1. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS	163
5.4.4.2. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS.....	165
5.4.4.3. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA.....	166
5.4.4.4. SECUENCIA DE CÁLCULO	167
5.4.5. MODELO CASO 2.3	170
5.4.5.1. INGRESOS	170
5.4.5.2. DESEMBOLSOS.....	170
5.4.5.3. EBITDA	174
5.4.5.4. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS	174
5.4.5.5. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS.....	174
5.4.5.6. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA.....	175
5.4.5.7. SECUENCIA DE CÁLCULO	176

5.4.6. MODELO CASO 2.4.....	178
5.4.6.1. INGRESOS.....	178
5.4.6.2. DESEMBOLSOS	178
5.4.6.3. EBITDA.....	184
5.4.6.4. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS	184
5.4.6.5. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS	184
5.4.6.6. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA	185
5.4.6.7. SECUENCIA DE CÁLCULO.....	186
5.4.7. MODELO CASO 3.....	189
5.4.7.1. INGRESOS.....	189
5.4.7.2. DESEMBOLSOS	189
5.4.7.3. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS	190
5.4.7.4. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS	190
5.4.7.5. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA	191
5.4.7.6. SECUENCIA DE CÁLCULO.....	191
5.4.8. MODELO CASO 4.....	193
5.4.8.1. INGRESOS.....	193
5.4.8.2. DESEMBOLSOS	193
5.4.8.3. CAPEX (Capital Expenditures).....	197
5.4.8.4. EBITDA.....	198
5.4.8.5. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS	198
5.4.8.6. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS	198
5.4.8.7. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA	199
5.4.8.8. SECUENCIA DE CÁLCULO.....	199
5.5. DESARROLLO DE LOS CASOS EN UN PROYECTO MODELO	202
5.5.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	202
5.5.2. ESTUDIO HIDROLÓGICO.....	203
5.5.2.1. DATOS DISPONIBLES.	203
5.5.2.2. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	205
5.5.2.3. CÁLCULO DE CAUDALES EN SITIO DE TOMA	212
6. RESULTADOS.....	215
6.1. INTRODUCCIÓN	216
6.2. CASO 1	217
6.3. CASO 2.1	218
6.4. CASO 2.2	219
6.5. CASO 2.3	221
6.6. CASO 2.4	223
6.7. CASO 3	225
6.8. CASO 4	227
6.9. RESUMEN DE RESULTADOS	230
6.10. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	232
6.10.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CASO 2.2.....	233
6.10.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CASO 2.3.....	236
6.10.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CASO 2.4.....	238
6.10.4. GRADO DE INCUMPLIMIENTO DE CONDICIONANTES	241
7. DISCUSIÓN	243

8. CONCLUSIONES	251
8.1. GENERALES	252
8.2. ESPECÍFICAS	254
8.3. SECUNDARIA	254
8.4. LIMITACIONES	255
9. BIBLIOGRAFÍA	257
ANEXO 1: CAUDALES DIARIOS PROYECTO MODELO	263

Índice de Figuras

<i>Figura n° 1: Precisión en la estimación de presupuestos de pequeñas centrales hidroeléctricas. Fuente: Gordon, 1989; citado por Tuhtan, 2007</i>	9
<i>Figura n° 2: Relaciones típicas de estimación de costes. Fuente: Elaboración propia</i>	10
<i>Figura n° 3: Presas de hormigón: Precio del metro cúbico de hormigón colocado. Fuente: CEPAL, 1976c</i>	14
<i>Figura n° 4: Tubería forzada: Costes en función del diámetro y carga hidrostática. Fuente: CEPAL, 1976c</i>	15
<i>Figura n° 5: Turbinas hidráulicas tipo Pelton: Coste en función de la potencia y salto neto. Fuente: CEPAL, 1976c</i>	16
<i>Figura n° 6: Relación entre coste y capacidad instalada. Fuente: Merrow and Shangraw, 1990</i>	18
<i>Figura n° 7: Ecuaciones utilizadas en el Método de las Fórmulas de RETScreen. Fuente (NRC, 2005)</i>	22
<i>Figura n° 8: Optimización de una variable. Fuente: Elaboración propia, basado en Cuesta y Vallarino, 2000</i>	26
<i>Figura n° 9: Uso efectivo de múltiples unidades. Fuente: Elaboración propia, basado en Warnick, 1984</i>	30
<i>Figura n° 10: Diagrama de flujo para el dimensionamiento de una central. Fuente: Elaboración propia, basado en Warnick, 1984</i>	31
<i>Figura n° 11: Beneficios y costes anuales vs. Capacidad instalada. Fuente: Elaboración propia, basado en Warnick, 1984</i>	34
<i>Figura n° 12: Curva de caudales clasificados con punto de inflexión. Fuente: Elaboración propia basado en USACE, 1985</i>	37
<i>Figura n° 13: Esquematización del modelo OPAH. Fuente: Lopes de Almeida, et. al., 2006</i>	42
<i>Figura n° 14: Resultados típicos del módulo BUD en el cálculo de costes de 4021 alternativas analizadas. Fuente: Lopes de Almeida, et. al., 2006</i>	42
<i>Figura n° 15: Esquematización del algoritmo y parámetros de optimización. Fuente: Elaboración propia basado en Anagnostopoulos y Panantonis, 2007</i>	44
<i>Figura n° 16: Optimización por función multiobjetivo (NPV-Lf). Fuente: Anagnostopoulos y Panantonis, 2006</i>	46
<i>Figura n° 17: VAN resultantes para diferentes tamaños de población y máximo número de iteraciones. Fuente: Tuhtan, 2007</i>	47
<i>Figura n° 18: Simulación de Monte Carlo para el coste de inversión inicial. Valores originales. Fuente: Tuhtan, 2007</i>	48
<i>Figura n° 19: Resumen de costes unitarios de centrales hidroeléctricas de acuerdo a diferentes estudios. Fuente: IRENA, 2012</i>	65
<i>Figura n° 20: Costes de inversión en función de la capacidad instalada y el salto. Fuente: IRENA, 2012</i>	65
<i>Figura n° 21: Costes específicos de minicentrales en países de desarrollo por capacidad instalada. Fuente: IRENA, 2012</i>	66
<i>Figura n° 22: Costes de Operación y Mantenimiento en minicentrales en países en vías de desarrollo. Fuente: IRENA, 2012</i>	68
<i>Figura n° 23: Esquema del Subsector Eléctrico de Guatemala. Fuente: Elaboración propia basado en MEM, s.f.</i>	75
<i>Figura n° 24: Esquema del Mercado Eléctrico en Guatemala. Fuente: Elaboración propia basado en MEM, s.f.</i>	79
<i>Figura n° 25: Porcentaje anual de transacciones de energía en mercado a término y mercado de oportunidad de la energía. Fuente: Elaboración propia basado en CNEE (2014)</i>	81
<i>Figura n° 26: Transacciones de energía. Porcentaje mensual correspondiente al mercado a término y mercado de oportunidad de la energía. Fuente: Elaboración propia basado en CNEE (2014)</i>	82
<i>Figura n° 27: Precio promedio anual de la energía en el Mercado de Oportunidad. Fuente: Elaboración propia basado en CNEE, 2014</i>	85
<i>Figura n° 28: Evolución del precio promedio de la energía entregada en contrato a término por cogeneradores, autoprodutores y generadores independientes. Fuente: ARECA, 2009</i>	86
<i>Figura n° 29: Remuneración mensual por prestación del servicio de la RRA 2013. Fuente: CNEE, 2014</i>	89
<i>Figura n° 30: Sobrecostes por generación forzada (2013). Fuente: CNEE, 2014</i>	90
<i>Figura n° 31: Precios de desvío de potencia mensual 2013. Fuente: CNEE, 2014</i>	91
<i>Figura n° 32: Potencia disponible vs. demanda en el período 2014-2028. Fuente: AMM, 2014</i>	93
<i>Figura n° 33: Emisiones de CO₂ para el período 2014-2028. Fuente: AMM, 2014</i>	94
<i>Figura n° 34: Estimación del coste monómico de energía eléctrica para el período 2014-2028. Fuente: AMM, 2014</i>	95
<i>Figura n° 35: Presupuestos por proyecto y por capítulo</i>	129
<i>Figura n° 36: Diferencias parciales entre presupuestos. Resumen</i>	132
<i>Figura n° 37: Diferencias totales entre presupuestos</i>	132
<i>Figura n° 38: Costes unitarios de los proyectos</i>	133
<i>Figura n° 39: Diferencias totales entre presupuestos</i>	136
<i>Figura n° 40: Datos a ingresar en RETScreen para el cálculo del presupuesto. Fuente: RETScreen y elaboración propia</i>	138

Figura n° 41: Diagrama de flujo para el cálculo de presupuestos. Fuente: Elaboración propia.	139
Figura n° 42: Determinación del salto neto (Fuente: IDAE, 2006)	141
Figura n° 43: Abaco de selección de turbinas. Fuente: Wasserkraft Volk AG	143
Figura n° 44: Curvas de eficiencia de turbinas hidráulicas	145
Figura n° 45: Diagrama de flujo para el cálculo de producciones. Fuente: Elaboración propia	148
Figura n° 46: Representación esquemática del flujo de caja Caso 1	152
Figura n° 47: Diagrama de flujo cálculos Caso 1. Fuente: Elaboración propia	154
Figura n° 48: Representación esquemática del flujo de caja Caso 2.1	157
Figura n° 49: Diagrama de flujo cálculos Caso 2. Fuente: Elaboración propia	158
Figura n° 50: Representación esquemática del flujo de caja de proyecto para el Caso 2.2	166
Figura n° 51: Representación esquemática del flujo de caja del promotor para el Caso 2.2	167
Figura n° 52: Diagrama de flujo cálculos Caso 2.2. Fuente: Elaboración propia	169
Figura n° 53: Representación esquemática del flujo de caja de proyecto para el Caso 2.3	175
Figura n° 54: Representación esquemática del flujo de caja del promotor para el Caso 2.3	176
Figura n° 55: Diagrama de flujo cálculos Caso 2.3. Fuente: Elaboración propia	177
Figura n° 56: Representación esquemática del flujo de caja de proyecto para el Caso 2.4	185
Figura n° 57: Representación esquemática del flujo de caja del promotor para el Caso 2.4	186
Figura n° 58: Diagrama de flujo cálculos Caso 2.4. Fuente: Elaboración propia	188
Figura n° 59: Representación esquemática del flujo de caja Caso 3	191
Figura n° 60: Diagrama de flujo cálculos Caso 3. Fuente: Elaboración propia	192
Figura n° 61: Representación esquemática del flujo de caja de proyecto para el Caso 4	199
Figura n° 62: Diagrama de flujo cálculos Caso 4. Fuente: Elaboración propia	201
Figura n° 63: Distribución de la precipitación mensual en las cuencas del estudio. Fuente: Elaboración propia.	206
Figura n° 64: Caudales medios diarios. Estación Pasabien. Fuente: Elaboración propia	207
Figura n° 65: Caudal medio anual. Estación Pasabien. Fuente: Elaboración propia	207
Figura n° 66: Caudal medio diario. Estación El Tule. Fuente: Elaboración propia	208
Figura n° 67: Caudal medio anual. Estación El Tule. Fuente: Elaboración propia	208
Figura n° 68: Análisis de Doble Masa El Tule-Pasabien MOD. Fuente: Elaboración propia	210
Figura n° 69: Caudales diarios estación Pasabien MOD. Fuente: Elaboración propia	211
Figura n° 70: Resultados de la simulación Caso 1. Fuente: Elaboración propia	217
Figura n° 71: Resultados de la simulación Caso 2.1. Fuente: Elaboración propia	218
Figura n° 72: Resultados de la simulación Caso 2.2. Fuente: Elaboración propia	219
Figura n° 73: Resultados DSCR mínimo de la simulación Caso 2.2. Fuente: Elaboración propia	220
Figura n° 74: Resultados de la simulación Caso 2.3. Fuente: Elaboración propia	221
Figura n° 75: Resultados DSCR mínimo de la simulación Caso 2.3. Fuente: Elaboración propia	222
Figura n° 76: Resultados de la simulación Caso 2.4. Fuente: Elaboración propia	223
Figura n° 77: Resultados DSCR mínimo de la simulación Caso 2.4. Fuente: Elaboración propia	224
Figura n° 78: Evolución de VAN Caso 3. Fuente: Elaboración propia	226
Figura n° 79: Evolución de la TIR Caso 3. Fuente: Elaboración propia	226
Figura n° 80: Resultados de la simulación Caso 4. Fuente: Elaboración propia	228
Figura n° 81: Ratio Inversión Total/Producción media anual. Fuente: Elaboración propia	231
Figura n° 82: Análisis de sensibilidad Caso 2.2. Fuente: Elaboración propia	233
Figura n° 83: Caso 2.2. Impacto de las variables analizadas en la TIR del promotor. Fuente: Elaboración propia	234
Figura n° 84: Análisis de sensibilidad Caso 2.3. Fuente: Elaboración propia	236
Figura n° 85: Caso 2.2. Impacto de las variables analizadas en la TIR del promotor. Fuente: Elaboración propia	237
Figura n° 86: Análisis de sensibilidad Caso 2.4. Fuente: Elaboración propia	238
Figura n° 87: Variación de la TIR respecto a combinaciones DS-DM. Fuente: Elaboración propia	239
Figura n° 88: Caso 2.4. Impacto de las variables analizadas en la TIR del promotor. Fuente: Elaboración propia	240

Índice de Tablas

<i>Tabla n° 1: Valores de coeficiente N.....</i>	<i>13</i>
<i>Tabla n° 2: Estadísticas de la ecuación de costes Merrow and Shangraw, 1990</i>	<i>18</i>
<i>Tabla n° 3: Ecuaciones de estimación de costes para permisos, construcción y cinco tipos de medidas de mitigación.</i>	<i>20</i>
<i>Tabla n° 4: Datos de partida dimensionamiento de una central, de acuerdo a Warnick, 1984.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla n° 5: Cálculos económicos para dimensionamiento de la central</i>	<i>33</i>
<i>Tabla n° 6: Configuraciones óptimas para diferentes condiciones de financiación</i>	<i>43</i>
<i>Tabla n° 7: Resultados de la optimización por función de un solo objetivo</i>	<i>45</i>
<i>Tabla n° 8: Precio promedio mensual de la energía en el Mercado de Oportunidad (US\$/MWh) ..</i>	<i>84</i>
<i>Tabla n° 9: Detalle de la remuneración mensual por RRO.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla n° 10: Estimación de la demanda de energía eléctrica en Guatemala.</i>	<i>92</i>
<i>Tabla n° 11: Condicionantes Caso 1.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla n° 12: Condicionantes Caso 2.1.....</i>	<i>106</i>
<i>Tabla n° 13: Condicionantes Caso 2.2.....</i>	<i>109</i>
<i>Tabla n° 14: Estructura financiera Caso 2.2</i>	<i>109</i>
<i>Tabla n° 15: Estructura financiera Caso 2.4.</i>	<i>111</i>
<i>Tabla n° 16: Condicionantes Caso 2.4.....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla n° 17: Condicionantes Caso 3.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla n° 18: Condicionantes Caso 4.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla n° 19: Estimación de la demanda para el Caso 4</i>	<i>116</i>
<i>Tabla n° 20: Evolución de la demanda Caso 4</i>	<i>116</i>
<i>Tabla n° 21: Comparativa de condicionantes de casos presentados</i>	<i>118</i>
<i>Tabla n° 22: Principales características Proyectos de Validación</i>	<i>124</i>
<i>Tabla n° 23: Parámetros utilizados en el modelo para cada proyecto</i>	<i>125</i>
<i>Tabla n° 24: Factores de relación de costes</i>	<i>127</i>
<i>Tabla n° 25: Precio Spot promedio anual 2004-2015.....</i>	<i>150</i>
<i>Tabla n° 26: Características del Proyecto Modelo</i>	<i>203</i>
<i>Tabla n° 27: Datos de la estación de aforos Pasabien</i>	<i>204</i>
<i>Tabla n° 28: Datos de la estación de aforos El Tule.....</i>	<i>204</i>
<i>Tabla n° 29: Precipitación media mensual y anual en las cuencas del estudio.....</i>	<i>205</i>
<i>Tabla n° 30: Resumen inventario de datos.....</i>	<i>206</i>
<i>Tabla n° 31: Pasabien COM. Años hidrológicos utilizados en el estudio.....</i>	<i>210</i>
<i>Tabla n° 32: Estadística descriptiva. Serie final estación Pasabien MOD (15 años).....</i>	<i>211</i>
<i>Tabla n° 33: Datos para el cálculo de caudales en sitio de toma.</i>	<i>212</i>

<i>Tabla n° 34: Probabilidades de excedencia de series diarias adicionales.....</i>	<i>213</i>
<i>Tabla n° 35: Aportaciones anuales estación Pasabien COM.</i>	<i>213</i>
<i>Tabla n° 36: Caudales medios anuales de Proyecto.....</i>	<i>214</i>
<i>Tabla n° 37: Resultados de la simulación para el Caso 1.....</i>	<i>217</i>
<i>Tabla n° 38: Tamaño óptimo de proyecto Caso 1</i>	<i>217</i>
<i>Tabla n° 39: Resultados de la simulación para el Caso 2.1.....</i>	<i>218</i>
<i>Tabla n° 40: Tamaño de proyecto óptimo Caso 2.1</i>	<i>218</i>
<i>Tabla n° 41: Resultados de la simulación para el Caso 2.2.....</i>	<i>219</i>
<i>Tabla n° 42: Tamaño óptimo de proyecto Caso 2.2</i>	<i>219</i>
<i>Tabla n° 43: Resultados de la simulación para el Caso 2.3.....</i>	<i>221</i>
<i>Tabla n° 44: Tamaño óptimo de proyecto Caso 2.3</i>	<i>221</i>
<i>Tabla n° 45: Tamaño óptimo de proyecto Caso 2.4</i>	<i>223</i>
<i>Tabla n° 46: Resultados de la simulación para el Caso 2.4.....</i>	<i>223</i>
<i>Tabla n° 47: Resultados de la simulación para el Caso 3.....</i>	<i>225</i>
<i>Tabla n° 48: Proyecto óptimo Caso 3, atendiendo solo al criterio inversión máxima.....</i>	<i>225</i>
<i>Tabla n° 49: Resultados de la simulación para el Caso 4.....</i>	<i>228</i>
<i>Tabla n° 50: Tamaño óptimo de proyecto Caso 4.</i>	<i>229</i>
<i>Tabla n° 51: Resumen de resultados.....</i>	<i>230</i>
<i>Tabla n° 52: Ratio I/P para los casos 1 a 2.4</i>	<i>230</i>
<i>Tabla n° 53: Ratio I/P Caso 3</i>	<i>231</i>
<i>Tabla n° 54: Ratio I/P Caso 4</i>	<i>231</i>
<i>Tabla n° 55: Caso 2.2 Influencia de las variables analizadas en la TIR del Promotor.....</i>	<i>235</i>
<i>Tabla n° 56: Caso 2.3 Influencia de las variables analizadas en la TIR del Promotor.....</i>	<i>237</i>
<i>Tabla n° 57: Caso 2.4 Inflencia de las variables analizadas en la TIR del Promotor.....</i>	<i>240</i>
<i>Tabla n° 58: Número de proyectos evaluados en el Análisis de Sensibilidad.....</i>	<i>241</i>
<i>Tabla n° 59: Grado de incumplimiento de condicionantes.....</i>	<i>241</i>
<i>Tabla n° 60: Resumen deuda subordinada Caso 2.2</i>	<i>246</i>
<i>Tabla n° 61: Impacto medio de las variables analizadas sobre la TIR del promotor.</i>	<i>248</i>
<i>Tabla n° 62: Factores de relación de costes</i>	<i>254</i>

1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

1.1. JUSTIFICACIÓN

La evaluación de la viabilidad de centrales hidroeléctricas depende de diversos factores técnicos, ambientales, sociales y económicos. En gran medida, el dimensionamiento del proyecto, e incluso la propia decisión de invertir, se basa en los indicadores económicos y financieros esperados para la vida útil del proyecto.

Tradicionalmente, la evaluación de tales indicadores analiza variables como la hidrología del proyecto, el presupuesto de inversión, el precio de la energía y el mercado eléctrico. No obstante, existen otras variables igualmente importantes y que hasta el momento se han utilizado como simples herramientas para la obtención de los indicadores económicos y financieros mencionados. En concreto, la *estructura de financiación del proyecto*, no suele ser una variable determinante en el estudio de viabilidad (también denominada factibilidad) del proyecto. No existen modelos contrastados para la toma de decisiones, que incluyan la complejidad de la financiación del proyecto, y sus múltiples variables intrínsecas, como herramienta básica para el dimensionamiento de una central hidroeléctrica.

En este trabajo se pretende investigar la influencia de la *estructura de financiación* de un proyecto hidroeléctrico en su dimensionamiento y en la viabilidad económica de la inversión. Así mismo, se analiza la influencia del *objetivo último de la inversión* en un proyecto hidroeléctrico en su dimensionamiento. En este sentido, se evalúan proyectos de naturaleza pública y privada, con y sin limitaciones de financiación, en los que en algunos casos la rentabilidad prima sobre la producción energética (proyectos privados), así como proyectos cuyo *objetivo último* es satisfacer la demanda al coste mínimo. La investigación se enfoca en proyectos hidroeléctricos ubicados en Guatemala.

1.2. OBJETIVO GENERAL

Contribuir al conocimiento de las variables que afectan los estudios de viabilidad de una central hidroeléctrica estudiando, desde las etapas tempranas del proyecto, la estructura de financiación de las inversiones como herramienta primordial para la toma de decisiones.

1.3. OBJETIVO ESPECÍFICO

Desarrollar modelos de toma de decisión para el dimensionamiento de una central hidroeléctrica, en función de la **estructura de financiación** del proyecto y del **objetivo último** de la central. El modelo tendrá un enfoque local, para las condiciones del mercado eléctrico y las posibilidades de financiación de la región guatemalteca.

En concreto, los modelos tendrán la capacidad de, para un río concreto y conocido el esquema del proyecto, determinar el tamaño óptimo de la central a partir de distintos condicionantes impuestos de acuerdo al fin último de la central, tales como:

- Fijación de una rentabilidad mínima
- Estructuras de financiación
- Cumplimiento de condiciones de deuda
- Satisfacción de una demanda energética determinada
- Fijación de techos de gasto

1.4. OBJETIVO SECUNDARIO

Validar la utilización del software RETScreen como herramienta de trabajo para el cálculo de presupuestos de viabilidad de centrales hidroeléctricas fluyentes ubicadas en la República de Guatemala.

2. METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

Para determinar la influencia de la financiación y del objetivo último del proyecto hidroeléctrico en el dimensionamiento de la central, se diseñan modelos de cálculo capaces de procesar numéricamente los condicionantes intrínsecos de estas variables. Para ello, se recopila información de un Proyecto Modelo, en el cual se conoce el esquema y la hidrología del sitio, y se somete dicho proyecto a la evaluación con dichos modelos para determinar el tamaño óptimo del mismo.

El modelo tendrá la capacidad de evaluar el presupuesto de inversión y de, a partir del ingreso de una serie de parámetros iniciales, determinar la viabilidad del proyecto en función de los resultados de la TIR y el VAN, y el resto de condicionantes (o restricciones) que se le impongan.

Los modelos de cálculo responden a siete Casos planteados, y que en general, abarcan la mayor parte de los posibles casos que se presenten en la realidad:

- CASO 1. Entidad estatal que ejecuta con fondos propios. Central conectada a red
- CASO 2. Empresa privada. Central conectada a red.
 - CASO 2.1. Empresa de gran tamaño que ejecuta con fondos propios.
 - CASO 2.2. Empresa de gran tamaño que ejecuta con apalancamiento.
 - CASO 2.3. Empresa de pequeño tamaño con apalancamiento.
 - CASO 2.4. Empresa de pequeño tamaño con apalancamiento y con parte de capital apalancado (*mezzanine*).
- CASO 3. Microempresa o particular con recurso propio prefijado y sin posibilidad de asistir financieramente al proyecto durante la explotación. Central conectada a red.
- CASO 4. Central aislada con financiación externa no reembolsable.

El dimensionamiento convencional en etapas de viabilidad suele realizarse principalmente bajo los parámetros del Caso 2.3, inclusive en centrales estatales, por lo que la evaluación del resto de Casos pretende evidenciar que el dimensionamiento de una central hidroeléctrica depende de más variables que las que se utilizan tradicionalmente.

Previo al desarrollo de los modelos, se hace una revisión exhaustiva de la bibliografía disponible en materia de centrales hidroeléctricas, en especial en cuanto a metodologías de:

- Dimensionamiento de centrales hidroeléctricas
- Estimación de costes de centrales hidroeléctricas para etapas tempranas del desarrollo
- Evaluación económica y financiera de inversiones en centrales hidroeléctricas

Una vez obtenidos los resultados, se analiza si la influencia de la financiación y del objetivo último del proyecto es determinante para el dimensionamiento de un proyecto hidroeléctrico.

3. ANTECEDENTES

3. ANTECEDENTES

3.1. PARAMETRIZACIÓN Y ESTIMACIÓN DE COSTES DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

3.1.1. INTRODUCCIÓN

La estimación de costes en cualquier obra de ingeniería es de gran importancia para determinar la viabilidad de una infraestructura, atendiendo a la finalidad de ésta y especialmente en aquellas cuyo fin específico sea obtener un beneficio económico. El coste de inversión e implantación de una central hidroeléctrica depende de diversos factores como la orografía del terreno, los accesos, el tipo de instalación, el tamaño, la potencia y el punto de conexión (IDAE,2006).

Las centrales hidroeléctricas representan una tecnología de capital-intensivo con largos períodos de desarrollo debido a la gran cantidad de estudios necesarios para la consecución final de la actividad (IRENA¹, 2012). Existen dos componentes principales para estimar los costes de una central hidroeléctrica:

- Los trabajos de obra civil. Tanto los necesarios para el funcionamiento de la planta como para acceder al sitio de la central, así como todos aquellos costes relacionados con la etapa de desarrollo.
- Costes relacionados con el equipo electromecánico.

Los costes de desarrollo incluyen los estudios de factibilidad, estudios de impacto ambiental, permisos, medidas de mitigación de impactos ambientales y demás necesarios para la integración de la central en el entorno. Adicionalmente, una correcta evaluación de la inversión incluye la estimación de costes indirectos como ingeniería y dirección de obra, imprevistos y costes financieros.

La incertidumbre en el cálculo de los costes depende de la etapa en que se realicen. Así, para proyectos hidroeléctricos Gordon (1989) identifica normalmente cuatro etapas para el trabajo de ingeniería en el desarrollo de estos proyectos:

- **Estudios de reconocimiento.** Con frecuencia esta primera fase incluye varios sitios con potencial hidroeléctrico e incluye: estudios cartográficos, delineación de cuencas de drenaje, estimaciones preliminares de caudales circulantes y caudales extremos, y al menos una visita técnica a cada sitio. Se realizan esquemas preliminares, así como presupuestos (generalmente basados en fórmulas), para finalmente hacer un ranking de los sitios con mejor potencial y con mejores índices de coste.
- **Estudio de Prefactibilidad.** Los sitios seleccionados de la etapa anterior se someten a un estudio más detallado que incluye: mapeo de sitios con potencial; investigaciones geológicas; evaluaciones de canteras cercanas; esquemas preliminares tomando en cuenta los materiales disponibles; selección preliminar de las principales características del proyecto (capacidad instalada, tipo de desarrollo, etc.); una estimación preliminar del presupuesto basado en cantidades de obra; identificación de posibles impactos ambientales; y la emisión de informes particulares para cada sitio.

¹ International Renewable Energy Agency

- **Estudio de Factibilidad.** (o Estudio de Viabilidad). A partir de la etapa anterior se continúan las investigaciones geológicas con estudios de detalle para las distintas cimentaciones (estudios geotécnicos); estudios avanzados de los materiales de canteras; diseños preliminares del tipo de toma incluyendo el cálculo de avenidas; determinación de la potencia para un rango de tamaños de presa para la optimización del proyecto; estudios sísmicos de las obras; diseño de las estructuras con mayor detalle para mejorar la precisión en el presupuesto; estimación del cronograma de las obras; optimización de la central y cálculo de producción; y finalmente, una evaluación económica y financiera del proyecto, así como el impacto de la central en la red eléctrica existente. El producto final será un informe de factibilidad de cada sitio.
- **Planeamiento del sistema e ingeniería de proyecto.** Esta etapa incluirá el diseño final del sistema de transmisión; integración del proyecto en la red de eléctrica existente, determinando de manera precisa la forma en que operará dentro del sistema; emisión tanto de planos de detalle como especificaciones constructivas y de equipo electromecánico; análisis de ofertas de fabricantes de equipos, así como planos de detalle que suministren.

Como cabe esperar, a etapas más tempranas del estudio, mayor resulta la incertidumbre en los costes de inversión. Como se muestra en la Figura 1, los costes en la etapa de prefactibilidad pueden oscilar hasta en un $\pm 50\%$.

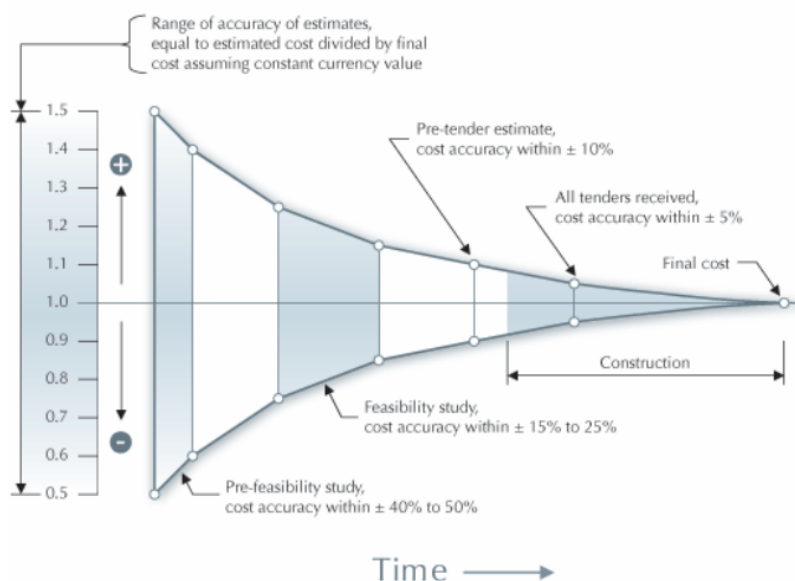


Figura nº 1: Precisión en la estimación de presupuestos de pequeñas centrales hidroeléctricas. Fuente: Gordon, 1989; citado por Tuhtan, 2007

Considerando que el objetivo final de esta tesis es optimizar el esquema de un sitio con potencial hidroeléctrico en función de la financiación del proyecto, el presente análisis se enmarca en las etapas iniciales e intermedias de desarrollo, en aquellas en las que se deberá tomar una decisión sobre la continuidad o no en dicho desarrollo, concretamente en la prefactibilidad y factibilidad. Por tanto, las metodologías investigadas para la estimación de costes descartan el cálculo detallado del presupuesto (diseño final) por estar fuera del ámbito de aplicación de esta tesis.

3.1.2. ESTIMACIÓN PARAMÉTRICA [PARAMETRIC ESTIMATING]

La estimación paramétrica es el proceso de calcular costes mediante el uso de ecuaciones matemáticas que relacionan el coste de una o más variables físicas o de desempeño asociadas con el producto que se está presupuestando (Hamaker, 1995). La estimación del coste de un edificio multiplicando el número de metros cuadrados del mismo por el coste por metro cuadrado es un ejemplo sencillo de estimación paramétrica.

La estimación paramétrica se usa ampliamente en diferentes campos como la aeronáutica, la industria química, la edificación, la minería, las plantas eléctricas y la informática. Si bien esta técnica se utiliza mayormente en las primeras etapas de un proyecto, algunas veces se utilizan modelos paramétricos en las etapas de diseño de detalle, de producción e incluso en la operación de proyectos. Algunas veces, especialmente antes que los diseños finales estén disponibles, el enfoque paramétrico es la única técnica de presupuesto utilizada en un proyecto. A medida que el diseño se consolida, la técnica puede utilizarse en conjunto con los presupuestos de detalle, ya sea como método de comprobación independiente o bien como método principal para la estimación del coste de ciertos elementos del proyecto.

En las ecuaciones paramétricas, el coste es la variable dependiente, mientras que las variables físicas o de desempeño son las variables independientes. Estas ecuaciones pueden relacionar el coste con muchos tipos de variables independientes (ej. Dólares por metro cuadrado para edificaciones, dólares por kilo para aeronaves, dólares por kilovatio para plantas eléctricas, dólares por caballo vapor para motores y dólares por kilobyte para ordenadores).

Las ecuaciones que definen la relación entre las variables independientes y el coste usualmente se basan en información histórica. Por ejemplo, un contratista podría estimar el coste de una nueva casa a partir del precio por metro cuadrado calculado con los costes de casas similares que haya construido. De igual manera, el coste de una nueva planta eléctrica podría basarse en coste por kilovatio de plantas recientes de características similares. Aunque no siempre es el caso, la mayor parte de las ecuaciones se determinan utilizando algún tipo de análisis estadístico de regresión (como por ejemplo el método de los mínimos cuadrados) que ajusta datos históricos a una línea o curva. En la Figura 2 se ilustra el gráfico típico de regresión, a partir de una variable independiente (eje X) y otra dependiente como lo es el coste (eje Y).

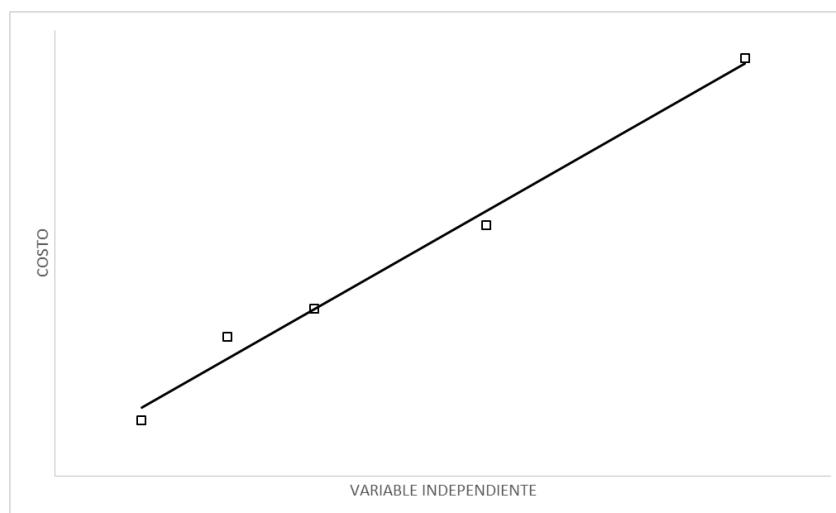


Figura nº 2: Relaciones típicas de estimación de costes. Fuente: Elaboración propia.

Las áreas más críticas en el proceso de estimación paramétrica son el desarrollo de una base de datos y la formulación y aplicación del modelo estimación de costes.

3.1.3. DESARROLLO DE UNA BASE DE DATOS

Los datos necesarios para una base de datos paramétrica pueden proceder de muchas fuentes, ya sea dentro o fuera de la organización. Si bien la adquisición de datos se centra en los costes, la base de datos también deberá incluir información correspondiente a variables que expliquen tales costes, tales como características físicas y de desempeño, cantidades producidas, y demás información que sirva de referencia. Por tanto, la base de datos deberá tener una estructura definida por el usuario de acuerdo a las necesidades del proyecto.

Una vez que la estructura está definida y los datos se han obtenido de acuerdo a la misma, éstos deberán ser normalizados de tal forma que exista homogeneidad y consistencia en el modelo. Por ejemplo, la mayor parte de las organizaciones mantienen sus bases de datos para los modelos paramétricos en unidades de precio para un año constante. Cada dato adicional que se añade a la base de datos se convierte a unidades de dicho precio base. De esta forma, todos los datos tienen una consistencia en cuanto a su valor y los resultados son más homogéneos.

3.1.3.1. DESARROLLO DEL MODELO

Existen una gran cantidad de ecuaciones matemáticas que pueden usarse para establecer las relaciones de coste. No obstante, en la práctica, se utilizan mayormente ecuaciones que describan una línea o curvas bien definidas. Cabe hacer notar que usualmente suelen evitarse ecuaciones con puntos de inflexión, ya que la utilización de estos modelos sugiere que hay múltiples valores de la variable independiente que corresponden al mismo coste. Los datos que indican este tipo de relaciones son sospechosos y suelen ser objeto de un análisis más exhaustivo.

En general, el modelo más simple es el modelo lineal ($y=ax$), donde y representa el coste, x es la variable independiente y a es un parámetro obtenido a partir la recopilación de datos históricos que relacionan ambas variables (dependiente e independiente). Por ejemplo, en el caso de un contratista que tenga una significativa cantidad de datos de edificios de 1000 m², cuyos costes resultan en 100 dólares por metro cuadrado, el correspondiente modelo tendría la forma

$$y = 100x$$

Donde y es el coste y x es el área por metro cuadrado.

De hecho, la mayor parte de los modelos contienen más de una variable independiente, con lo cual suelen ser más complejos dependiendo de los datos con se cuente.

Por otro lado, en algunas ocasiones los costes presentan una economía de escala en la cual entre más grande sea el producto menor será el coste unitario del mismo. Por ejemplo, en caso de las centrales hidroeléctricas, el coste del equipo electromecánico por kilovatio instalado es menor en cuanto mayor sea la potencia total de la planta. Para este tipo de situaciones se suelen utilizar modelos no lineales de tipo exponencial o similares. En cualquier caso, la bondad de ajuste de tales modelos puede evaluarse mediante coeficientes estadísticos como el coeficiente de correlación o el coeficiente de determinación.

Finalmente mencionar que los modelos pueden ser de correlación múltiple, en donde una serie de variables que definen el coste final se someten a un ajuste multiparamétrico, tal que una ecuación pueda predecir de manera razonable el coste de un producto.

3.1.4. ENFOQUE PARAMÉTRICO EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La estimación paramétrica de costes es una herramienta ampliamente utilizada en centrales hidroeléctricas debido a la fiabilidad que producen los resultados, siempre que se tenga una base de datos amplia y que los modelos utilizados se ajusten adecuadamente a dichos datos. En muchos casos la variable independiente suele ser una (potencia) y a partir de ahí se obtiene el coste del proyecto. Este tipo de ecuaciones de una variable suelen utilizarse para obtener cifras indicativas de cara a conocer los costes de proyectos en etapas tempranas. No obstante, algunos estudios como Merrow and Shangraw (1990) o Natural Resources of Canada (2005) han relacionado un mayor número de variables independientes como potencia, salto y tipo de central (con embalse o fluyente) con el coste por un lado de la obra civil, y por otro del equipo electromecánico. Estas relaciones más complejas se conocen también como métodos basados en fórmulas (Tuhtan, 2007).

A continuación, se hace una revisión de algunas publicaciones relacionadas con la estimación paramétrica de costes de centrales hidroeléctricas.

3.1.4.1. ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE INVERSIÓN PARA VARIAS ALTERNATIVAS DE POTENCIA INSTALADA (CEPAL, 1976a)

Como parte del Estudio de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) realizó un estudio de los costes de inversión de varias centrales hidroeléctricas en desarrollo en aquél momento. El objetivo principal fue determinar el impacto en la optimización de los proyectos, observando su desempeño desde el punto de vista aislado o en relación a un sistema o grupo de sistemas que podrían interconectarse. Los proyectos analizados contaban con un cálculo relativamente detallado del presupuesto de inversión, que incluían costes de mano de obra, materiales y equipo, los que a su vez fueron normalizados a precios de 1974.

Era de gran interés para el estudio tratar de definir si los proyectos optimizados aisladamente o frente a cada sistema eran óptimos desde el punto de vista de un sistema interconectado o si al analizarlos frente a éste podrían obtenerse recomendaciones para modificar sus diseños. Se desarrollaron modelos informáticos que permitían hacer este análisis, pero para ello se requería de disponer de varias alternativas para cada proyecto, y los costes asociados a tales alternativas.

La hipótesis adoptada fue suponer que las características generales de un proyecto no cambian y analizar cómo varía su coste al cambiar sólo la potencia instalada. En tal caso las dimensiones de algunos de los elementos varían (túneles, canales, tuberías forzadas, sala de máquinas, generadores, etc.) mientras que otras permanecen constantes (embalse, obras de toma, aliviadero). Se asumió que no hay cambio en el salto al variar la potencia y que la generación anual permanece constante. Se hacía la aclaración que estas limitaciones restringen su uso a una banda de potencia de amplitud moderada en torno a la potencia de diseño original. El número total de proyectos analizados fue 24, distribuidos en seis países centroamericanos.

HIPÓTESIS GENERALES

Los costes de los diferentes elementos de cada proyecto se clasificaron en 16 tipos. De ellos se supuso que no varían con la potencia los siguientes: terrenos, obras de desvío, obras de embalse, presa, aliviadero y el campamento de personal de operación.

En cambio, los siguientes elementos tienen costes variables con la potencia:

- Obras de captación
- Túneles
- Canales
- Chimenea de equilibrio
- Tuberías forzadas
- Sala de máquinas
- Turbinas
- Generadores
- Equipo electromecánico
- Puente grúa

Para estas obras se supuso una forma de variación del coste basada en una ecuación del tipo:

$$C_1 = C_0 \left(\frac{P_1}{P_0} \right)^N$$

Donde,

C_1 = Coste para la potencia por parametrizar

C_0 = Coste para la potencia de diseño

P_1 = Potencia parametrizada

P_0 = Potencia de diseño

N = Exponente variable según tipo de elemento de obra

Los valores del coeficiente N se dedujeron de las curvas de costes elaboradas en el informe “Costes de proyectos hidroeléctricos en Istmo Centroamericano” (CEPAL, 1976b), y son los que se muestran en la Tabla 1.

Tabla nº 1: Valores de coeficiente N

Tipo de Obra	Coeficiente N
Obras de captación	1.00
Túneles	0.38
Canales	0.75
Chimenea de equilibrio	0.39
Tuberías forzadas	0.86
Sala de máquinas	0.48
Turbinas	0.50
Generadores	0.59
Equipo electromecánico	0.70
Puente grúa	0.24

Fuente: CEPAL, 1976b

Los costes para la potencia de diseño (C_0) también se obtuvieron en la citada publicación.

RESULTADOS

Se evaluó cada uno de los proyectos con siete alternativas de factor de planta, siendo la séptima la definida en el proyecto original. Aunque los resultados no fueron del todo precisos, se concluyó que tenían un grado aceptable para los fines del estudio, y que servirían de base para futuros estudios a realizar por CEPAL.

CURVAS DE COSTES DE OBRAS DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS (CEPAL, 1976c)

Uno de los principales documentos de apoyo para presupuestar las obras del estudio se basó en la publicación de 1971 “Procedimiento para la estimación de costes de proyectos hidroeléctricos en el Istmo Centroamericano (anónimo, n.d citado en CEPAL 1976c)”, Incluyendo un conjunto de gráficos con información obtenida en el año 1968, los cuales fueron actualizados a junio de 1975. Para esto se tomaron en cuenta principalmente los siguientes factores:

- Variaciones en el coste de la mano de obra en el área centroamericana;
- Variaciones en el coste de materiales y equipos centroamericanos e importados, y
- Variaciones en el valor del uso del equipo de construcción importado.

Estos valores fueron verificados con las variaciones de los promedios de los costes unitarios de los contratos centroamericanos entre los años 1968 y 1975.

Si bien los gráficos no incluyen una ecuación concreta ni indicadores estadísticos de ajuste, los mismos se crearon en forma de nomogramas, desde los cuales se pueden obtener los costes finalmente buscados.

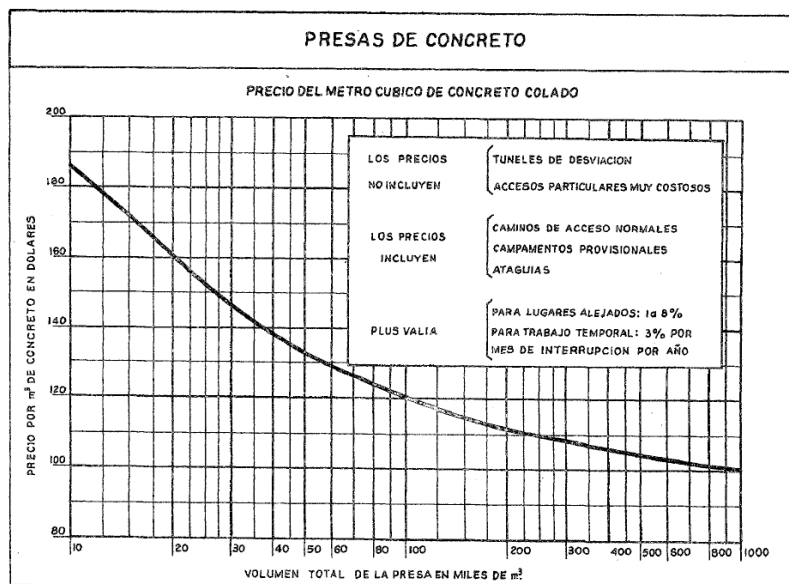


Gráfico 3

Figura nº 3: Presas de hormigón: Precio del metro cúbico de hormigón colocado. Fuente: CEPAL, 1976c

La Figura 3 ilustra el coste en dólares de 1975 por metro cúbico de hormigón (US\$/m³) en función del volumen total. Como cabe esperar, se observa como los costes unitarios decaen a medida que el volumen de la presa aumenta.

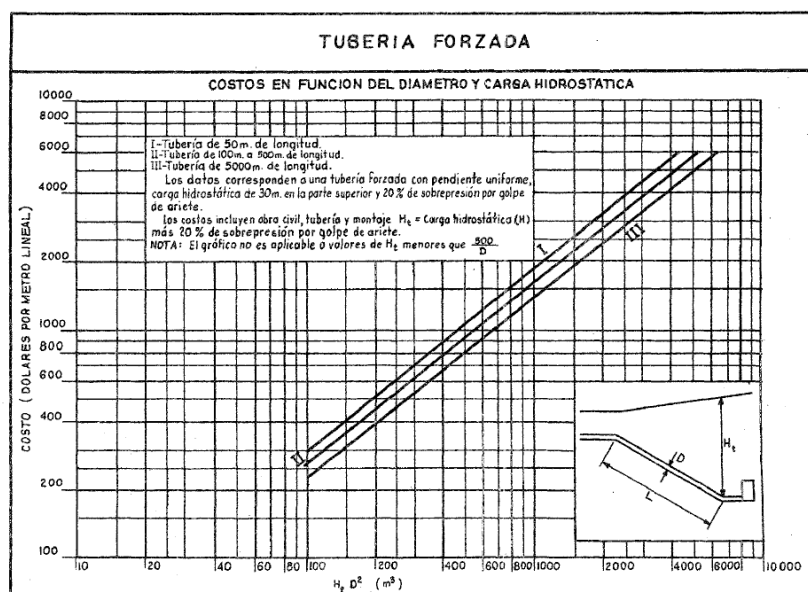


Figura nº 4: Tubería forzada: Costes en función del diámetro y carga hidrostática. Fuente: CEPAL, 1976c

La Figura 4 ilustra el coste por metro lineal de tubería forzada. En este caso el coste es función de dos variables: diámetro de la tubería y la carga hidrostática. Cabe hacer notar que se hacen indicaciones sobre los límites de fiabilidad del nomograma, restringiendo su uso para cargas hidrostáticas menores a $500/D$, siendo D el diámetro nominal de la tubería. Además, se diferencian tres curvas distintas dependiendo de la longitud de la tubería: Curva I: tuberías de 50m de longitud; Curva II: Tuberías de 100m a 500m de longitud; Curva III: Tuberías de 5000m de longitud.

Adicionalmente a las obras civiles, se obtuvieron gráficos para estimar los costes del equipo electromecánico. La Figura 5 ilustra la curva para el cálculo del coste de turbinas Pelton en función de la potencia en kilovatios y el salto neto en metros, la cual a su vez definen el Factor Característico ($\text{kW}/\sqrt{H_n}$). Se observa como el coste de las turbinas tiene una proporción directa con la potencia instalada e inversa con el salto neto (caída neta).

Gráfico 26

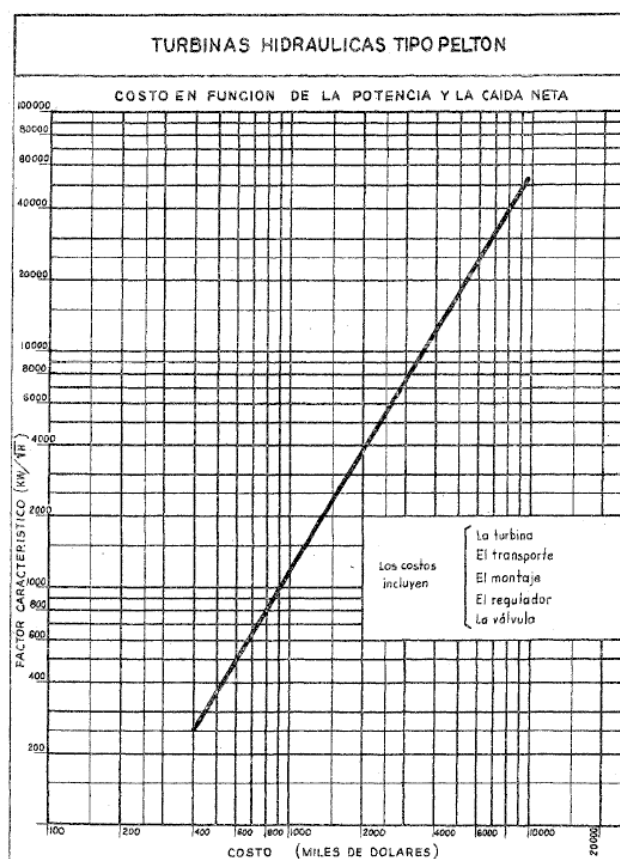


Figura nº 5: Turbinas hidráulicas tipo Pelton: Coste en función de la potencia y salto neto. Fuente: CEPAL, 1976c

3.1.4.2. ENTENDIENDO LOS COSTES Y DURACIONES DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS APOYADOS POR EL BANCO MUNDIAL (Morrow and Shangraw, 1990).

Este estudio presenta una serie de modelos cuantitativos simples que sirven para predecir los costes y tiempos de construcción de proyectos hidroeléctricos. Los modelos se obtuvieron de un análisis de regresión a partir de una muestra de proyectos hidroeléctricos apoyados por el Banco Mundial, utilizando una metodología desarrollada originalmente para estudios similares de proyectos industriales a gran escala. Los modelos requieren únicamente datos básicos tales como tipo de proyecto, potencia, salto, y altura de presa, todo lo cual generalmente está disponibles en las etapas tempranas del desarrollo. Estos modelos pueden utilizarse para realizar rankings de proyectos o para verificación de presupuestos de detalle. Cuando se utilizan en etapas finales del desarrollo, los resultados de los modelos tienen el objetivo de usarse como un complemento, y no como un sustituto, de presupuestos de detalle convencionales, de tal forma que se pueden detectar posibles desviaciones en los presupuestos convencionales si éstos resultan demasiado alejados de los resultados producidos por los modelos, para casos de proyectos razonablemente similares.

El presente análisis se centra en los modelos destinados a la predicción de costes y deja fuera a los desarrollados para la estimación de períodos de construcción.

METODOLOGÍA Y BASE DE DATOS

La filosofía bajo la metodología era simple. Analizar sistemáticamente los proyectos ya construidos y relacionarlos con sus características principales utilizando modelos matemáticos. Para ello se realizaron cálculos estadísticos que incluyeron correlaciones tipo Pearson y regresiones múltiples de mínimos cuadrados. Los resultados de las correlaciones se analizaron por distintos métodos de bondad de ajuste.

La base de datos utilizada consistió en 49 proyectos hidroeléctricos de los que el Banco Mundial fue partícipe, apoyándose en los diferentes informes de supervisión, auditorías, de cierre de proyecto y demás que tuvieran información relativa a costes, cronogramas y características de los proyectos. En general los informes datan de entre 1964 y 1984, si bien algunos proyectos se concluyeron en 1990. Para el análisis todos los costes fueron expresados en dólares de 1987. El rango de potencias de los proyectos osciló entre los 16 MW y 2.460 MW, para una media de 200 MW. Se utilizaron proyectos de todo el mundo, pero principalmente de Latinoamérica y África. Finalmente, se utilizaron 7 proyectos para validar los resultados del estudio, entre ellos, el Proyecto Hidroeléctrico Fortuna en Panamá.

ÁNÁLISIS DE COSTES Y ECUACIÓN OBTENIDA

Para el análisis se asumió que conceptualmente los costes de las instalaciones de generación hidroeléctricas y las líneas de transmisión asociadas deberían ser una función de las siguientes características físicas:

- Tamaños de las instalaciones
- Salto
- Tipo de proyecto (de embalse, fluyente, de ampliación de capacidad)
- Características de la presa (de existir)
- Lo remoto de la ubicación de las instalaciones

Los resultados iniciales indicaron que existía una fuerte correlación principalmente con la capacidad instalada (MW), obteniéndose un coeficiente de correlación (r^2) de 0.87. La Figura 6 ilustra gráficamente la alta correlación entre coste y capacidad instalada.

Otros factores además de la capacidad instalada influyen en el coste total del proyecto, por lo que finalmente el modelo obtenido se diseñó para que las variables independientes fueran las siguientes:

- Capacidad instalada
- Salto
- Formación de embalse
- Altura de la presa medida desde la cimentación hasta la coronación
- Año de evaluación del proyecto

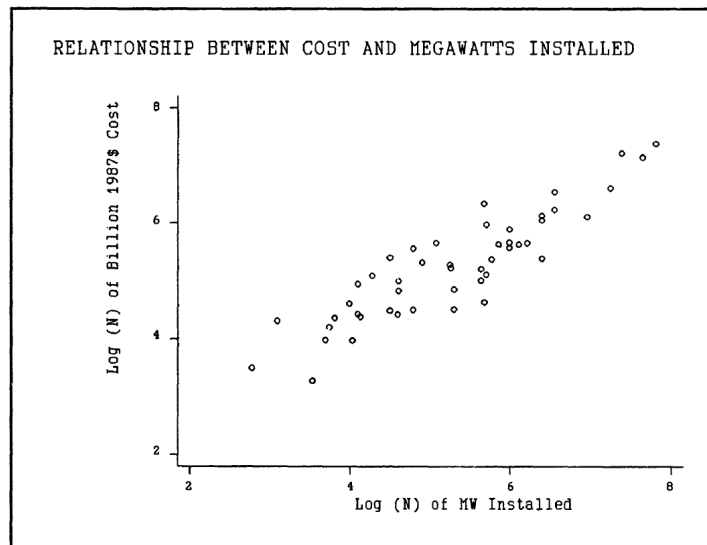


Figura nº 6: Relación entre coste y capacidad instalada. Fuente: Merrow and Shangraw, 1990

La ecuación finalmente obtenida fue la siguiente:

$$\text{LnCosto} = -0.515 + (0.571 * \text{LnCI}) - (0.038 * \text{LnS}) + 0.476 + (0.0018 * H) + (0.036 * Y)$$

Donde,

LnCosto = Logaritmo natural del coste expresando en millones de dólares estadounidenses de 1987

LnCI = Logaritmo natural de la capacidad instalada expresada en megavatios

LnS = Logaritmo natural del salto hidráulico expresado en metros

H = Altura de la presa en metros

Y = Años de evaluación del coste (últimos dos dígitos)

0.476 = esta constante deberá utilizarse en los casos que exista embalse y sea un sitio de nuevo desarrollo.

Los estadísticos más importantes de la ecuación obtenida se indican en la Tabla 2. Se observa cómo se obtuvo un coeficiente de correlación elevado ($r^2=0.96$).

Tabla nº 2: Estadísticas de la ecuación de costes Merrow and Shangraw, 1990

Parámetro	Valor
Número de observaciones	48
R^2	0.96
R^2 ajustado	0.96
F	235
Prob > F	0.0001
Promedio LnCost	5.41
Desviación estándar LnCost	0.82
Error estándar LnCost	0.167 ($\pm 18\%$ en promedio)

Fuente: Merrow and Shangraw, 1990

3.1.4.3. ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS ECONÓMICOS DE LOS RECURSOS HIDROENERGÉTICOS DE ESTADOS UNIDOS (Hall, et al., 2003).

DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

El Departamento de Energía de Estados (DOE) a través del Laboratorio Nacional de Ingeniería y Ambiente en Idaho (INEEL) realizó un estudio en el que se evaluó el potencial hidroeléctrico de Estados Unidos, que incluyó la estimación de cantidades y costes asociados. El objetivo técnico de dicho estudio fue desarrollar herramientas para la estimación de costes tanto de desarrollo, construcción, operación y mantenimiento, para nuevas centrales y para aquellas que necesitaran reformas (*upgrading*). Estas herramientas serían utilizadas posteriormente para el desarrollo de proyectos con potencial hidroeléctrico.

Se recopilaban datos históricos de plantas hidroeléctricas de diferentes tipos y diferentes potencias. Posteriormente se correlacionaron diferentes parámetros con las capacidades instaladas de las plantas, para finalmente obtener curvas de coste en función de la potencia.

Se desarrollaron diferentes curvas para cada coste de desarrollo, incluyendo costes de permisos, construcción, y algunos costes ambientales (medidas de mitigación). Los costes de operación y mantenimiento (O&M) se abordaron mediante dos herramientas: una para costes fijos y otra para costes variables. Se desarrollaron herramientas separadas para la estimación de costes de actualización de turbinas Francis, Kaplan y bulbo, así como para la actualización del generador. Estas herramientas incluyeron variables adicionales a la capacidad instalada. En el caso de las turbinas la principal variable fue el salto, en el caso del generador, la velocidad de rotación.

METODOLOGÍA GENERAL

Los datos históricos fueron ordenados en una serie de hojas de cálculo de Excel, en las cuales se identificaron las plantas, sus costes, potencias y el resto de datos. Para cada conjunto de datos se realizaron las siguientes operaciones en el desarrollo de las herramientas:

1. Cada coste fue actualizado a dólares de 2002.
2. Los costes actualizados se representaron gráficamente como una función de la potencia instalada, tanto en el caso de sitios sin desarrollar como en aquellos con presas existentes, pero sin centrales hidroeléctricas. En el caso de repotenciación de centrales, los costes se relacionaron a la potencia adicional a instalar.
3. Se realizó un ajuste de mínimos cuadrados para cada variable, y así determinar la mejor ecuación que determinara los costes en dólares de 2002 en función de la potencia instalada. Adicionalmente, se calculó la bondad de ajuste de la función para determinar su adecuación a los datos.

Los datos utilizados en el estudio para la estimación de costes de construcción incluyeron 909 centrales. No obstante, previo al desarrollo de las ecuaciones se analizaron los datos eliminándose algunas centrales debido a su baja o alta potencia (menos de 1 MW o más de 1.300 MW) o por ser centrales de bombeo. También se descartaron centrales construidas antes de 1940 debido a que los costes no podían ser correctamente actualizados, principalmente porque los costes de mano de obra eran muy bajos en aquél entonces y la actualización no representaría la realidad del año 2002 correctamente. Adicionalmente, aquellas centrales cuyos costes por kilovatio eran demasiado bajos (700 US\$/kW) o demasiado altos (5.000 US\$/kW) se consideraron atípicas y fueron también eliminadas de la base de datos para el estudio.

RESULTADOS

El análisis de los datos históricos reveló que los costes de permisos, construcción, cinco tipos de medidas de mitigación, así como los costes fijos y variables de O&M, se correlacionan con la potencia instalada. Como resultado, se determinaron una serie de curvas de costes en función de la potencia instalada, encontrándose valores de R^2 que varían entre 0,56 y 0,99. Las ecuaciones, de tipo potencial, pueden utilizarse para estimar costes en dólares de 2002 para centrales hidroeléctricas ya sea para sitios en desarrollo, establecer centrales en sitios con presas ya construidas, o incluso para la repotenciación de plantas existentes. También se determinaron ecuaciones para estimar el coste en dólares de 2002 para la repotenciación de tres tipos de turbinas (Francis, Kaplan y bulbo) así como para generadores. Se encontró que el coste medio de desarrollar sitios nuevos se sitúa en US\$2.700/kW.

En la Tabla 3 se indican los coeficientes encontrados para cada ecuación de tipo potencial. La misma contiene además los valores de ajuste (R^2) y los coeficientes (δ) que delimitan las bandas de utilización de las ecuaciones, de acuerdo a la cantidad de datos que caen dentro de dicha banda. Se observa cómo una de las ecuaciones más importantes del estudio como lo es el coste de construcción de centrales nuevas, tiene una correlación alta ($R^2=0.81$), indicando una gran aplicabilidad práctica de la misma, al menos en el contexto de Estados Unidos.

Tabla nº 3: Ecuaciones de estimación de costes para permisos, construcción y cinco tipos de medidas de mitigación.

Cost (2002\$) = A * [Capacity (MW)] ^B							
Estimating Tool Application	Coefficient (A)	Exponent (B)	Data Band Parameter ($\delta_{98\%,UB}$)	Data Band Parameter ($\delta_{67\%,UB}$)	Data Band Parameter ($\delta_{67\%,LB}$)	Data Band Parameter ($\delta_{98\%,LB}$)	R^2
Licensing - Undeveloped Sites	6.1E+05	0.70	-	-	-	-	N/A
Licensing - Dams w/o Power	3.1E+05	0.70	-	-	-	-	N/A
Licensing - Dams w/ Power	2.1E+05	0.70	1.90	.46	.39	.63	0.74
Construction - Undeveloped Sites	3.3E+06	0.90	1.26	.49	.35	.67	0.81
Construction - Dams w/o Power	2.2E+06	0.81	2.50	.67	.38	.74	0.74
Construction - Dams w/ Power	1.4E+06	0.81	-	-	-	-	N/A
Fish & Wildlife Mitigation - Undeveloped Sites	3.1E+05	0.96	-	-	-	-	N/A
Fish & Wildlife Mitigation - Dams w/o Power	2.0E+05	0.96	-	-	-	-	N/A
Fish & Wildlife Mitigation - Dams w/ Power	8.3E+04	0.96	2.78	1.38	.39	.77	0.70
Recreation Mitigation - Undeveloped Sites	2.4E+05	0.97	-	-	-	-	N/A
Recreation Mitigation - Dams w/o Power	1.7E+05	0.97	-	-	-	-	N/A
Recreation Mitigation - Dams w/ w/o Power	6.3E+04	0.97	2.82	1.66	.54	.92	0.87
Historical & Archeological Mitigation - Undeveloped Sites	1.0E+05	0.72	-	-	-	-	N/A
Historical & Archeological Mitigation - Dams w/o Power	8.5E+04	0.72	-	-	-	-	N/A
Historical & Archeological Mitigation - Dams w/ w/o Power	6.3E+04	0.72	.65	.35	.43	.50	0.94
Water Quality Monitoring - Undeveloped Sites	4.0E+05	0.44	-	-	-	-	N/A
Water Quality Monitoring - Dams w/o Power	2.0E+05	0.44	-	-	-	-	N/A
Water Quality Monitoring - Dams w/ w/o Power	7.E+04	0.44	5.13	2.13	.59	.93	0.56
Fish Passage Mitigation	1.3E+06	0.56	.79	.09	.18	.31	0.99

Fuente: Hall, et. al., 2003

3.1.4.4. MODELO RETSCREEN: MÉTODO DE LAS FÓRMULAS (NRC², 2005).

Natural Resources Canada (NRC) es el ministerio de Canadá responsable, entre otras cosas, de los recursos naturales, energía, minerales, bosques y ciencias de la tierra. Esta entidad ha desarrollado una herramienta para el análisis de viabilidad de proyectos de eficiencia energética, energías renovables y cogeneración, así como para el análisis del rendimiento energético operativo, denominada RETScreen.

El modelo RETScreen consiste en varios módulos con la capacidad de evaluar producción energética, análisis del ciclo de vida de proyectos, así como el cálculo de la reducción de gases de efecto invernadero para distintas tecnologías renovables, como solar, eólico e hidroeléctrica de pequeña escala. Cada módulo se organiza en distintas hojas de cálculo de Excel combinadas en un solo libro de trabajo o fichero.

El módulo de RETScreen para proyectos de minicentrales hidroeléctricas³ incluye herramientas para evaluar la energía disponible en un sitio con potencial hidroeléctrico, el cual puede diseñarse ya sea conectado a red o trabajar de manera aislada. El modelo puede trabajar tanto en centrales fluyentes o con embalse de regulación, e incorpora una serie de fórmulas para el cálculo de rendimientos para una gran variedad de turbinas hidráulicas.

Gracias a que este modelo incorpora un análisis económico del sitio estudiado, incorpora dentro de las hojas de cálculo que lo componen métodos para la estimación del presupuesto de la inversión. Concretamente se incluyen dos metodologías: el Método de las Fórmulas y el Método Detallado.

El Método de las Fórmulas utiliza ecuaciones obtenidas a partir de datos recopilados a lo largo de veinte años, tanto de centrales hidroeléctricas de gran capacidad instalada como de minicentrales. Utilizando correctamente este método se tendrá una línea base para el proyecto. Por otro lado, el Método Detallado permite al usuario introducir cantidades y precios unitarios para el cálculo final del presupuesto. En la Figura 7 se ejemplifican algunas de las ecuaciones utilizadas en el Método de las Fórmulas.

De acuerdo a NRC se han realizado validaciones de la estimación de costes mediante fórmulas. Una de estas validaciones se ha realizado con la Central Hidroeléctrica Rose Blanche (6MW), ubicada en Newfoundland, Canadá. Se han comparado los costes *as-built* y los resultados obtenidos con el Método de las Fórmulas. Los resultados mostraron que este último estima un coste superior en un 14%, no obstante, dado que el módulo de RETScreen incluye una partida para estudios de factibilidad y el coste *as-built* no lo hace, la diferencia se reduce al 11%.

Con lo anterior y para el caso de Rose Blanche se concluye que el Método de las Fórmulas desarrollado por RETScreen presenta estimaciones adecuadas tomando en cuenta que está diseñado para estudios de prefactibilidad, en donde se esperaría incluso diferencias mayores. Cabe hacer notar, que la bondad de los resultados depende mucho de la correcta aplicación del modelo (por tanto, del buen criterio y experiencia del proyectista), ya que hay que especificar antes de los cálculos si la central será pequeña, mini o micro, así como la moneda a utilizar y la relación de costes laborales del sitio donde se evalúa en relación con los costes en Canadá.

² *Natural Resources Canada*

³ *RETScreen Small Hydro Project Model*

BASIC COSTING FORMULAE			
ITEM	SMALL	MINI	MICRO
Substation, and transformer (Eq.#8)	$= (0.0025 \, n^{0.95} + 0.002 \, (n+1) \times \left(\frac{MW}{0.95}\right)^{0.9} \times V^{0.3} \times 10^6$		
Installation of substation and transformer (Eq.#9)	$= 0.15 \, (Eq.\#8)$		
Civil works (Eq.#10)	$= 3.54 \, n^{-0.04} \, C \, R$ $\times \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}}\right)^{0.82}$ $\times (1 + 0.01 \, l_b)$ $\times \left(1 + 0.005 \frac{l_d}{H_g}\right)$ $\times 10^6$	$= 1.97 \, n^{-0.04} \, C \, R$ $\times \left(\frac{MW}{H_g^{0.3}}\right)^{0.82}$ $\times (1 + 0.01 \, l_b)$ $\times \left(1 + 0.005 \frac{l_d}{H_g}\right)$ $\times 10^6$	$= 1.97 \, n^{-0.04} \, C$ $\times \left(\frac{MW_u}{H_g^{0.3}}\right)^{0.82}$ $\times \left(1 + 0.005 \frac{l_d}{H_g}\right)$ $\times 10^6$
Penstock (Eq.#11)	$= 20 \, n_p^{0.95} \, W^{0.88}$ where : $W = (24.7 \, d_p \, l_p \, t_{ave})$ where : $d_p = \frac{\left(\frac{Q_d}{n_p}\right)^{0.43}}{H_g^{0.14}}$ $t_t = d_p^{1.3} + 6$ $t_b = 0.0375 \, d_p \, H_g$ $t_{ave} = 0.5(t_t + t_b) \quad \text{if } t_b \geq t_t$ $t_{ave} = t_t \quad \text{if } t_b < t_t$		

Figura n° 7: Ecuaciones utilizadas en el Método de las Fórmulas de RETScreen. Fuente (NRC, 2005)

3.2. CÓMO SE DIMENSIONA ACTUALMENTE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA. CRITERIOS DE DISTINTOS AUTORES.

3.2.1. INTRODUCCIÓN

El dimensionamiento de una central hidroeléctrica, entendiéndose por este la determinación del tamaño de la planta, es un proceso iterativo cuya secuencia exacta de los pasos a seguir dependerá de la etapa de los estudios y de las características del proyecto (USACE, 1985). Si el dimensionamiento se realiza en etapas tempranas, como en la de Identificación y Reconocimiento, es probable que la central se dimensione para un factor de planta típico, cuyos resultados suelen ser aceptables para centrales de similares características. Si el estudio se realiza en la etapa de Factibilidad, el análisis se extenderá a una serie de alternativas con el objetivo de identificar la planta *más económica* posible. Este análisis también consideraría otros aspectos de tipo físico, medioambiental, operacional y de mercado que puedan limitar el rango de instalaciones viables.

Según Cuesta y Vallarino (2000) las características operativas y las dimensiones de una obra hidráulica han de determinarse analizando la adecuación de cada una de sus partes integrantes a los objetivos que se pretende conseguir, para lo cual se precisa realizar estudios comparativos entre los costes de construcción y los beneficios correspondientes con el propósito de determinar su *interés económico*. Excepcionalmente, la finalidad del proyecto puede carecer de objetivos económicos directos o estar muy condicionada por otros, como pueden ser los de tipo social o medioambiental, o tener una finalidad concreta y definida, como proporcionar una determinada potencia o energía, en cuyo caso debe satisfacerse con el mínimo coste posible.

En general, el procedimiento seguido para el dimensionamiento de una central consiste en calcular la potencia y energía asociada a partir de la variación de diferentes parámetros clave en dicho dimensionamiento, y evaluar los resultados en términos económicos, mediante los cuales se tomará la decisión de qué tamaño de planta es el más adecuado para el fin que se persigue.

Autores como Warnick (1984) y USACE (1985) proponen procedimientos específicos para la determinación del tamaño óptimo de la central, tomando en cuenta variables como caudal de diseño, salto neto, número de unidades de generación y rendimiento de equipo; además de las restricciones propias del sitio a evaluar (medioambientales y operacionales entre otras). Estos autores resaltan la toma de decisión del valor óptimo del tamaño de planta en los resultados económicos calculados a partir de un modelo económico-financiero, en donde los costes y beneficios son evaluados iterativamente en función de la variable dependiente (potencia) la cual intrínsecamente implica la evaluación de las variables mencionadas (caudal, salto neto, entre otras).

Cuesta y Vallarino (2000) destacan la necesidad de optimización de una central no sólo como una forma de encontrar un proyecto viable técnica y económicamente, sino como una manera de encontrar el *mejor proyecto viable* entre varias alternativas. Para ello, los autores se apoyan en índices como el Valor Actualizado Neto (VAN), relación beneficio/coste (B/C) o la Tasa Interna de Retorno (TIR), y la interpretación de los mismos en el contexto de análisis del proyecto.

Si bien la optimización suele hacerse alrededor de un rango de potencias predeterminado por los estudios previos, existen estudios que desarrollan algoritmos de optimización basados en una o varias funciones objetivo, como por ejemplo la maximización de índices económicos o la

maximización de la producción energética Anagnostopoulos y Panantonis (2007). Estos modelos más complejos conllevan la inclusión de procedimientos estocásticos o métodos metaheurísticos (Tuhtan, 2007), que deben evaluarse mediante el desarrollo de programas informáticos. Estos algoritmos utilizan más variables de optimización que los modelos comúnmente utilizados, pero al igual que éstos, tienden a desarrollarse para encontrar finalmente los *índices económicos* que sirvan para la toma de decisiones por parte del promotor.

Por tanto, en la mayor parte de los casos, el diseño óptimo se apoya en análisis económico-financieros, para los cuales es necesario desarrollar modelos analíticos que tomen en cuenta los costes y beneficios proyectados. Los costes de construcción suelen evaluarse mediante estimaciones paramétricas, mientras que los beneficios se calculan en base a proyecciones realistas de venta de energía (principal ingreso de la central) y de otros ingresos, como incentivos estatales a la generación hidroeléctrica.

Dentro de los costes asociados están los relacionados a la financiación del proyecto, es decir, el coste del dinero necesario para acometer la inversión. Esto se deriva del hecho que, dados los relativamente altos costes iniciales para el desarrollo y construcción de centrales hidroeléctricas, los promotores suelen recurrir a financiación ajena, cuyas condiciones pueden variar dependiendo de la fuente (bancos estatales, bancos multilaterales de desarrollo o banca privada), el plazo, los tipos de interés y periodos de carencia, entre otros. Si bien tal financiación puede influir ampliamente en la optimización de los proyectos, las referencias consultadas no suelen tomar en cuenta las condiciones de financiación como una variable de optimización, lo cual ciertamente puede influir en la toma de decisiones del promotor.

A continuación, se analizan los estudios realizados por Cuesta y Vallarino (2000), Warnick (1984) y USACE (1985), relativos a la optimización de proyectos hidroeléctricos, los cuales representan en gran medida la práctica común y actual seguida actualmente por las ingenierías para el dimensionamiento de centrales hidroeléctricas. Posteriormente se analizan los trabajos de Palacios y Guerrero (2000), Lopes de Almeida, et. al. (2006), Anagnostopoulos y Panantonis (2007), y Tuhtan (2007) relativos a la optimización por algoritmos.

3.2.2. DIMENSIONAMIENTO DE LOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS (Cuesta y Vallarino, 2000)

3.2.2.1. PROCESO DE DEFINICIÓN DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO

En general la definición de un aprovechamiento hidroeléctrico sigue un proceso progresivo de fijación de características y dimensiones, desde los estudios preliminares, pasando por las etapas de Prefactibilidad y Factibilidad hasta llegar al proyecto definitivo.

De acuerdo a los autores, en las primeras fases se procede a un análisis técnico comparativo considerando las posibles soluciones y variantes de cada una de las obras en cuanto a ubicación, tipología y dimensiones. Con frecuencia hay una solución que se impone claramente a las demás por ser la más conveniente o la única razonablemente factible. Una vez decididas unas dimensiones y características básicas hay que proceder a su optimización económica. Las dimensiones en la etapa anterior han sido fijadas por criterios medios razonables y hay que comprobar si son las más adecuadas: por ejemplo, la altura de presa, los grados de equipamiento, la dimensión de las conducciones, entre otras; en este segundo análisis para decidir las dimensiones o características más apropiadas se consideran, dentro de la decisión técnica previa (tipo de presa, de conducción, entre otros) varias dimensiones alternativas en más

y menos de la elegida y se comparan sus beneficios con sus costes para determinar la óptima. También se emplea este análisis para comparar variantes que producen resultados distintos, única forma de elegir entre ellas, pues técnicamente son diferentes.

Por tanto, se trata de una vez que el esquema general del proyecto tenga una definición aceptable, se realizarán evaluaciones económicas alrededor de una variable determinada, por ejemplo, la potencia, y se calcularán los índices que evidencian la conveniencia o no de la inversión en la central. En el caso de variar la potencia, por ejemplo, significa que habremos de variar el caudal de diseño con lo cual se variará el diámetro de las tuberías (entre otras estructuras), el tamaño del equipo electromecánico y por tanto el coste de la inversión. Esto también repercutirá en la producción y venta de energía, y por tanto en los resultados económicos finales de la inversión.

3.2.2.2. CRITERIOS DE EVALUACIÓN

La evaluación económica se realiza comparando los beneficios conseguidos a lo largo de su vida útil como consecuencia de su capacidad energética con el coste total, calculado como suma del coste de construcción, del coste de operación a lo largo del período de explotación y el valor residual al final del mismo (éste último con valor negativo); estos beneficios y costes se producen en épocas distintas, por lo que deben ser reducidos a una base común de comparación, para lo cual se precisa determinar el flujo de beneficios y costes y, utilizando tasas de interés e inflación adecuadas, calcular su valor presente en una fecha determinada, habitualmente el principio de la operación comercial del aprovechamiento. Una vez actualizados los flujos de beneficios y costes se determinan los parámetros o índices que permiten evaluar el aprovechamiento desde el punto de vista económico, estos son el Valor Actual Neto (VAN), la relación de beneficio/coste (B/C) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Los autores indican que los criterios de evaluación más utilizados son el índice B/C y la TIR, que indican rentabilidad positiva cuando el valor del parámetro es mayor que 1 o mayor que el coste del dinero para el promotor, respectivamente, mientras que el VAN suele utilizarse con más frecuencia en estudios financieros.

3.2.2.3. CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO

Una vez seleccionada una solución y definidas sus características generales y operativas hay que proceder a optimizarla en sus diversos componentes, porque el hecho de que los índices económicos sean satisfactorios implica solo que el proyecto es aceptable, pero no que sea el mejor posible, ya que algunas de sus partes pueden estar mal dimensionadas restando eficacia económica al esquema seleccionado, sin que se manifieste el defecto gracias a la compensación con otras mejores.

Es por ello que cualquiera de los componentes del salto (presa, toma, conducción, caudal equipado, entre otros) puede, aunque esté razonablemente dimensionado, ser susceptible de mejora aumentando sus dimensiones para conseguir un incremento de producción en forma económicamente rentable o, por el contrario, reduciéndolas para evitar un exceso de capacidad no justificado desde el punto de vista económico. Los autores proponen que la evaluación no se realice variando todos los componentes a la vez, sino ir optimizando las variables independientemente ya que con este procedimiento se destaca el efecto marginal de la dimensión de la variable analizada y se identifica más fácilmente el valor más conveniente.

El análisis de optimización de una de las variables adopta la forma típica de la Figura 8, donde en abscisas se representa el coste total correspondiente a los distintos valores de la variable en estudio y en ordenadas el beneficio actualizado total. Las ordenadas de la línea recta C a 45° representan los costes y la curva B los beneficios actualizados. La diferencia B-C representa el VAN correspondiente al punto considerado y la inclinación de la línea recta que une el origen O con el punto de la curva B representa la relación B a C.

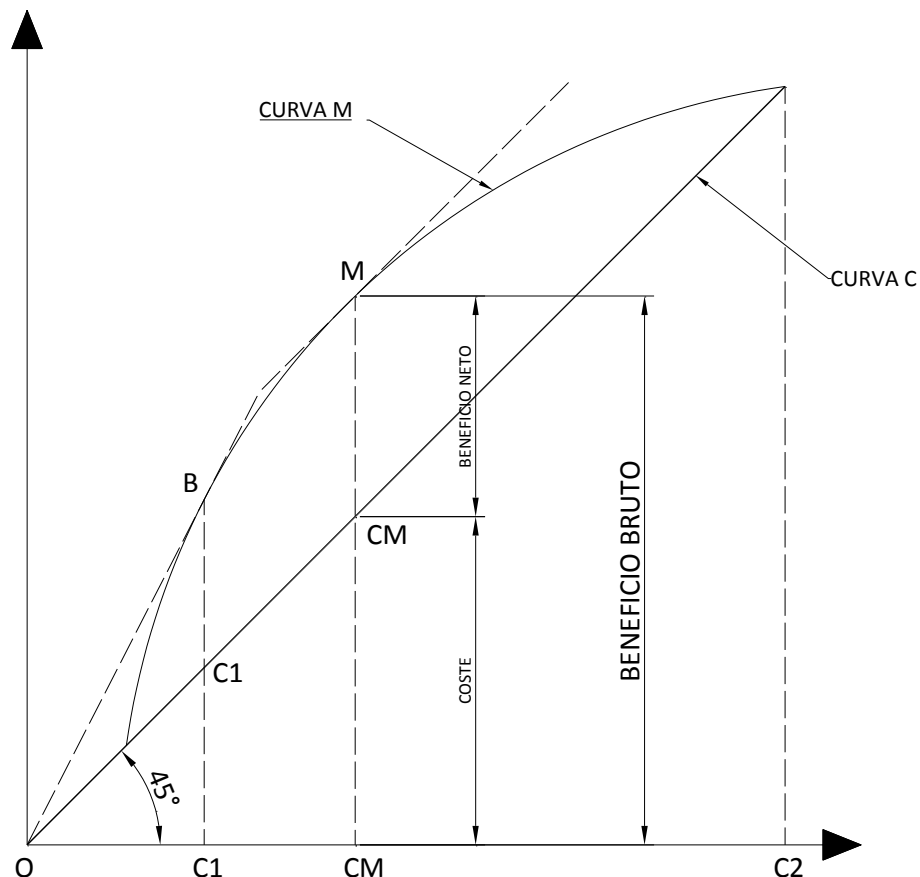


Figura nº 8: Optimización de una variable. Fuente: Elaboración propia, basado en Cuesta y Vallarino, 2000.

El punto M en el que la tangente a la curva B es paralela a la recta C tiene la peculiaridad que la inversión de una unidad monetaria adicional da un beneficio equivalente a la inversión; esta igualdad del beneficio e inversión marginal no significa que la obra adicional no represente ventaja alguna, ya que la actualización de los beneficios netos y la amortización del capital invertido se ha realizado suponiendo una tasa de interés i , por lo que la inversión marginal daría ese interés y la TIR sería igual a i ; así mismo, esta situación es la que da el máximo de la función $VAN=B-C$. Las inversiones adicionales por encima de CM darían una TIR menor que i , y por lo tanto representarían una pérdida económica, ya que la tasa de interés representa el mínimo exigible a la inversión, mientras que, por el contrario, las inversiones adicionales por debajo de CM daría una TIR mayor que i . Por lo tanto, la dimensión óptima de la variable sería la equivalente a la inversión CM.

Es de notar que la relación B/C es máxima en el punto B de tangencia desde el origen a la curva B (ya que el beneficio neto obtenido es igual al coste de la inversión), por lo que sería admisible

dimensionar para este punto con los que se obtendría la rentabilidad máxima de la inversión; sin embargo, las obras hidráulicas utilizan recursos naturales limitados de propiedad pública, por lo que su utilización debe ser lo más completa posible, es decir, la correspondiente a la inversión marginal límite definida por el punto M. De no llegar a ella se infrautilizaría el recurso natural disponible, pero si se superara se inmovilizaría un capital adicional, que también es un recurso, el cual resultaría más útil para la sociedad empleado en cualquier otro sector.

Así, la optimización de cada una de las partes integrantes de un aprovechamiento, como por ejemplo: la altura de la presa, la sección de la conducción o el caudal de equipo, se realiza comparando los incrementos de costes y de beneficios correspondientes a un pequeño incremento de la variable en estudio, es decir, comparando las derivadas parciales, o lo que es lo mismo, los valores marginales, de las funciones de beneficio y de coste con relación a la variable analizada.

La finalidad de la optimización no es, por tanto, la de establecer el valor de la variable que dé la rentabilidad máxima, entendiéndose por esta la máxima relación B/C, lo que conduciría a una utilización incompleta del recurso, sino el que proporcione una rentabilidad marginal igual a la mínima exigida; según este criterio, la dimensión óptima con relación a una variable es aquella en la cual la última unidad monetaria invertida da un beneficio neto que, actualizado, reproduce la unidad monetaria invertida, es decir, que los valores marginales de los índices económicos son: el VAN=0, la relación B/C=1 y la TIR igual a la tasa de interés exigida y utilizada en la actualización de los beneficios y en la determinación de los costes. En consecuencia, la dimensión óptima divide la curva de beneficios vs. costes en dos partes, una anterior en la que R es superior a 1 o la TIR es superior al coste del dinero y otra posterior en la que el valor de estos índices es menor que los límites señalados.

Los autores concluyen que este criterio de dimensionamiento es general y se aplica igual a las inversiones públicas que a las privadas; la diferencia puede estar en que el promotor privado exigirá una rentabilidad mayor o igual que el coste del dinero en el mercado privado, mientras que un promotor público puede considerar una tasa más reducida porque, entre otras razones, percibe beneficios adicionales a través de los impuestos que tienen su origen en el bien producido.

3.2.2.4. OPTIMIZACIÓN EN CENTRALES FLUYENTES Y CENTRALES CON REGULACIÓN

En el caso de las centrales fluyentes los autores apuntan que la única variable a optimizar es el caudal de equipo, ya que la altura del azud de derivación suele venir determinada por las condiciones del emplazamiento y características del salto y la central opera en la base de la curva de carga, con lo que la potencia garantizada está prefijada por la distribución del caudal fluyente y el salto disponible. El dimensionamiento del caudal equipado se estudia comparando el coste marginal del equipamiento con el beneficio marginal, es decir, comparando el incremento de coste correspondiente a un aumento de 1 m³/s en el caudal equipado con el valor de la energía conseguida con este incremento. El aumento de coste corresponde básicamente a la conducción, a la cámara de carga y a la central, puesto que tanto la presa de derivación y la línea eléctrica tienen un coste que se puede considerar independiente del grado de equipamiento. La evaluación de los costes suele hacerse a partir de curvas de coste (estimación paramétrica) expresadas en función del caudal equipado.

Por otro lado, el proceso de optimización de las centrales con regulación es bastante más complejo que el de las centrales fluyentes como consecuencia de que interviene más variables, como son:

- La altura de la presa, la cual influye en la potencia y en la producción de dos maneras, por el salto y por la regulación.
- La potencia y energía firmes que son mayores que en las centrales fluyentes, acercándose a la potencia instalada y a la producción energética media.
- La elección de los saltos nominales de las turbinas y generadores, que dependen de la magnitud del embalse y de distribución temporal del caudal utilizado.

La optimización en centrales de regulación se hace por etapas, analizando en cada una de ellas unas de las variables suponiendo las otras constantes o con una relación prefijada con la variable en estudio. El proceso se puede resumir en los siguientes pasos:

- Se analiza la regulación conseguida con varias capacidades de embalse, determinándose la potencia garantizada y la energía firme y secundaria correspondientes, suponiendo fija una pérdida de carga razonable en la conducción. Con estos datos se optimiza la capacidad del embalse, suponiendo fija la relación entre la potencia instalada y la firme.
- Con el embalse seleccionado se optimiza el caudal equipado y se fijan los límites de operación del embalse.
- Obtenidos los parámetros anteriores se optimizan las conducciones utilizando un rango de velocidades en el entorno de la prefijada en el proceso precedente.

El proceso anterior es iterativo, por lo que, si los resultados de una etapa fueran muy diferentes de los supuestos en las anteriores, deberá rehacerse el análisis partiendo de los nuevos resultados para verificar su validez o, en su caso, rectificarlos. La parte más laboriosa y problemática es la correspondiente a la estimación de las diferencias de coste entre las distintas variantes consideradas, especialmente en lo que se refiere a la presa y a la central (obra civil y equipos electromecánicos); no obstante, no se requiere una gran precisión en la evaluación de estos costes ya que la variación del beneficio marginal es muy pronunciada.

3.2.2.5. RESUMEN

De lo indicado por los autores se desprende lo siguiente:

- Se debe preestablecer el esquema del proyecto para comenzar la optimización económica del mismo. Esto es, se establecen trazados de conducciones y dimensiones de ciertas estructuras que tengan unas características razonablemente cercanas a las óptimas, desde donde se iniciará el proceso de optimización.
- La optimización se realiza en una serie de etapas modificando en cada una de ellas distintas variables del proyecto, como diámetros de conducciones o tamaños de presas, por ejemplo, las que a su vez dependen de variables como el caudal de equipamiento o el salto neto.
- La optimización se basa en criterios de tipo económicos. Por lo que necesariamente conlleva el cálculo de los costes de las alternativas analizadas y de los beneficios que éstas producen. Todo ello evaluado en moneda constante a partir de tasas de descuento correctamente estimadas.

- Debido a que el cálculo es iterativo, la estimación de costes suele ser paramétrica y en función de variables como el caudal de equipamiento.
- En el caso de centrales hidroeléctricas no suele dimensionarse para la máxima rentabilidad, entendida como la máxima relación B/C, lo que conduciría a una utilización incompleta del recurso, sino el que proporcione una rentabilidad marginal igual a la mínima exigida. Es decir, se dimensiona utilizando como función objetivo la TIR.
- En la optimización de proyectos de centrales fluyentes suele utilizarse como variable independiente el caudal, ya que el salto será sensiblemente constante debido a las características usuales de estos aprovechamientos. En el caso de centrales con regulación, la optimización requiere un proceso previo de estimación del tamaño del embalse y el caudal de equipo en función de la regulación requerida, siendo por tanto, un proceso más complejo.

Finalmente, cabe hacer notar que de todas las variables posibles que los autores consideran susceptibles de análisis de optimización, ninguna de ellas tiene que ver con la financiación de las inversiones ni con el objetivo último del promotor. Es decir, no se mencionan las consecuencias de la variación en las condiciones de financiación como plazos, tipos de interés o períodos de carencia que ciertamente podrían influir en los costes y beneficios del proyecto, y por tanto en los índices económicos obtenidos y utilizados para la toma de decisiones, ni se involucran objetivos últimos distintos de optimizar la función objetivo TIR.

3.2.3. SELECCIÓN DE LA TURBINA Y DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA (Warnick, 1984)

3.2.3.1. INTRODUCCIÓN

El profesor de Ingeniería Civil de la Universidad de Idaho (Estados Unidos), C.C. Warnick, realizó la publicación del libro *Hydropower Engineering*, en 1984, el cual fue escrito principalmente para personas relacionadas con la planificación de proyectos hidroeléctricos y para aquellos que estuvieran realizando estudios de factibilidad y diseños preliminares (Warnick, 1984).

El contenido del libro incluyó un capítulo dedicado a la selección del tipo y número de turbinas, así como del tamaño óptimo de la central en cuanto a su capacidad instalada (potencia óptima).

El autor destacaba que la selección de la turbina y la capacidad instalada requería de estudios previos tanto del salto neto como de caudales de diseño aproximados para el esquema seleccionado. En la práctica se utilizan diferentes procedimientos. Oficinas técnicas o departamentos de ingeniería estatales realizan la selección utilizando datos de unidades que ya han sido instaladas o bien probadas en laboratorio. Otro enfoque, preferido por los fabricantes, es ser ellos quienes reciban la información básica del salto, caudal, posibles esquemas electromecánicos y características de carga. La selección se basa entonces en el desempeño de las unidades de acuerdo a modelizaciones realizadas por el fabricante. Además, dicho fabricante realiza estimaciones preliminares de los costes del equipo electromecánico, tanto de las turbinas como de los auxiliares (control), así como del tamaño que tendrán las unidades.

3.2.3.2. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE UNIDADES

Normalmente, es más efectivo económicamente tener el mínimo número de unidades en una instalación dada. Sin embargo, pueden ser necesarias múltiples unidades para utilizar el agua de la manera más eficiente posible, principalmente en los casos donde existen variaciones importantes en el caudal. Factores como limitaciones de espacio debido a las características geológicas o estructuras existentes pueden resultar en unidades más grandes o más pequeñas. La dificultad de transportar grandes turbinas puede ser una limitación en cuanto al tamaño.

La Figura 9 muestra cómo múltiples unidades pueden efectivamente utilizarse para aprovechar los caudales bajos. Las unidades de igual capacidad entre ellas suelen ser las más comúnmente utilizadas. En la etapa de diseño suelen analizarse diferentes alternativas en cuanto al número de unidades: una unidad con la capacidad instalada de la planta, dos o más unidades de potencia idéntica, o dos o más unidades de potencia distinta; a partir de aquí se puede realizar una optimización de tal equipo.

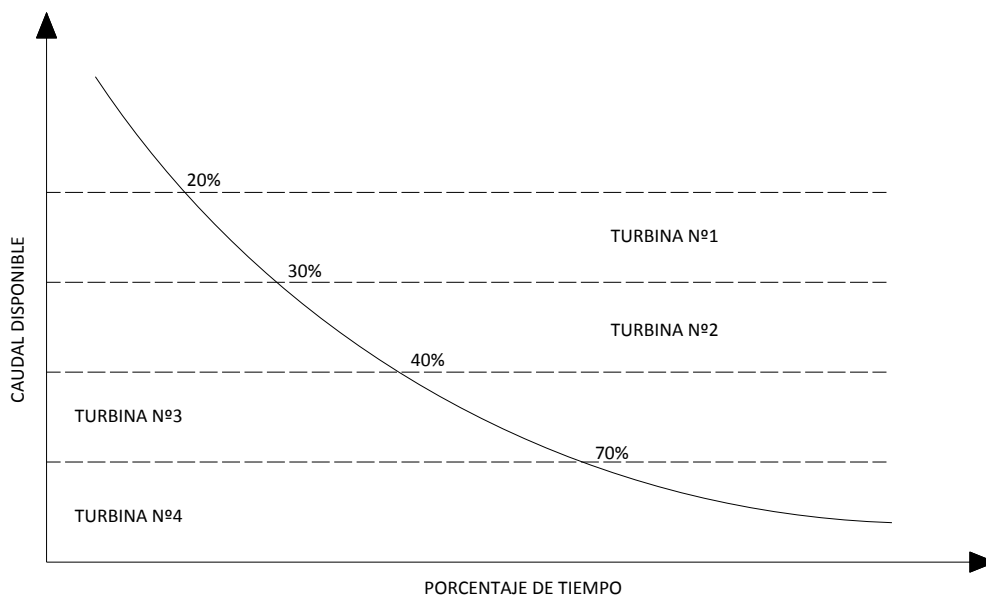


Figura nº 9: Uso efectivo de múltiples unidades. Fuente: Elaboración propia, basado en Warnick, 1984

3.2.3.3. SELECCIÓN DE LA UNIDAD MÁS ECONÓMICA (DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL)

De acuerdo al autor, los diseñadores utilizan curvas basadas en la experiencia para la selección del tipo de turbina y su diámetro, además de para la estimación de costes de suministro e instalación, y la determinación de la combinación más económica del número de turbinas. En la Figura 10 se presenta un diagrama de flujo paso a paso para el dimensionamiento de la central. En los análisis preliminares o en la etapa temprana del estudio de factibilidad puede no ser necesario determinar el número de unidades, dependiendo del grado de detalle que se quiera alcanzar. Para ejemplificar el método propuesto por el autor, éste lo desarrolla a través de un ejemplo práctico que se detalla a continuación.

Datos de Partida

La central a analizar es de tipo fluyente. Los datos de partida en cuanto al caudal y salto se adjuntan en la Tabla 4. El salto neto se ha calculado para los caudales correspondientes. Para obtener esta información se desarrolló una curva de niveles a la salida de la central, la cual se utilizó para calcular las diferencias entre el nivel a la salida de la central y el nivel en la obra de toma, a cuyo resultado se le restó las pérdidas en la tubería forzada. En el caso del ejemplo, para caudales muy elevados el salto es menor que para caudales bajos. Esto se debe a que normalmente el nivel a la salida de la central será mayor a caudales más altos. Adicionalmente, se ha realizado un estudio de las fluctuaciones del nivel del agua en la obra de toma. De acuerdo al diagrama de flujo de la Figura 10, los pasos 1 a 5 se han completado previamente al desarrollo del ejemplo.

Se pide

Realizar la selección de la capacidad instalada basado en el óptimo beneficio neto a partir de la producción energética anual.

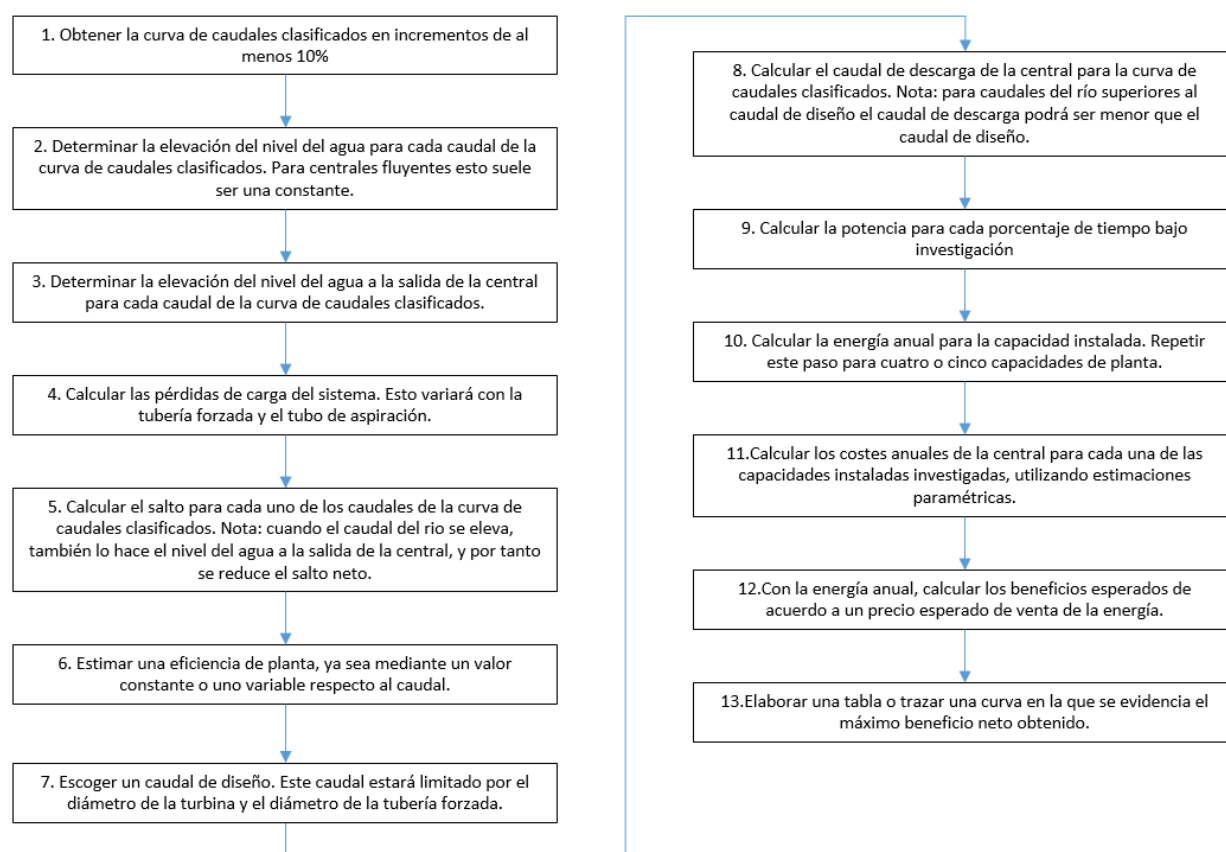


Figura nº 10: Diagrama de flujo para el dimensionamiento de una central. Fuente: Elaboración propia, basado en Warnick, 1984

Tabla nº 4: Datos de partida dimensionamiento de una central, de acuerdo a Warnick, 1984

	DURACIÓN (%)									
	0%		10%		20%		30%		40%	50%
Caudal en el río (m³/s)	283.4		180.0		133.2		110.5		96.4	87.8
Salto (m)	4.7		5.7		6.4		7.0		7.5	8.0
Caudal de descarga (m³/s)	114.4		126.0		133.2		110.5		96.4	87.8
Eficiencia	89%		89%		89%		89%		89%	89%
Potencia (kW)	4694		6270		7403		6728		6248	6068
Porcentaje del tiempo		10%		10%		10%		10%		10%
Energía (MWh)		4802		5989		6189		5683		5394

	DURACIÓN (%)									
		60%		70%		80%		90%		100%
Caudal en el río (m³/s)		79.3		75.1		72.3		63.8		28.3
Salto (m)		8.4		8.7		9.0		9.3		9.5
Caudal de descarga (m³/s)		79.3		75.1		72.3		63.8		28.3
Eficiencia		89%		89%		89%		89%		89%
Potencia (kW)		5775		5664		5642		5147		2340
Porcentaje del tiempo	10%		10%		10%		10%		10%	
Energía (MWh)	5187		5010		4952		4725		3279	
Energía anual (MWh)	51213									

Nota: Esta tabla toma en cuenta un caudal de diseño de 133,2 m³/s y 6,4 m de salto.

Fuente: Warnick, 1984

Análisis y Solución

En la Tabla 4 la eficiencia se ha tomado como un valor constante para todo el rango de caudales. Esto es el paso 6 del diagrama de flujos (Figura 10). Para un análisis preliminar, el uso del rendimiento como una constante puede estar justificado, pero para una aplicación más práctica los cálculos deberán tomar en cuenta la variación del rendimiento respecto a los caudales y al salto disponible.

Se deberá seleccionar un caudal de diseño. Como una primera alternativa, un caudal con una probabilidad de excedencia de entre el 25% y 45% para centrales operativas principalmente en horas valle y de entre 15% y 20% para centrales de horas punta pueden ser valores iniciales razonables. La elección del caudal de diseño determinará la capacidad instalada, el tamaño de la tubería forzada, turbina, compuertas y el diámetro de la descarga de la turbina. En el ejemplo se ha tomado como caudal de diseño 133,2 m³/s, el cual tiene una probabilidad de excedencia del 20%. Para caudales distintos a este, la capacidad de descarga de la central deberá ser calculada. Este es el paso 8 del diagrama de flujo de la Figura 10. En este caso, la capacidad de descarga será menor que la capacidad correspondiente al caudal nominal debido al hecho de que al elevar el nivel del agua en la salida de la central a causa de la descarga de caudales altos, disminuye el salto disponible en las turbinas y la tubería forzada⁴.

⁴ Aunque el autor no lo cita expresamente, se entiende que el ejemplo se desarrolla con una turbina a reacción (Francis o Kaplan), ya que en una turbina Pelton el nivel a la salida de la central no influye para el cálculo del salto disponible.

Para el cálculo del caudal de descarga se utiliza la siguiente fórmula:

$$q_i = q_c \sqrt{\frac{h_i}{h_c}}$$

Donde,

q_i = caudal de descarga del caudal a evaluar, m³/s

q_c = caudal de descarga a la capacidad máxima, m³/s

h_i = salto neto para el caudal a evaluar, m

h_c = salto neto al caudal de diseño, m

El paso 9 será calcular la potencia para caudal de la curva de caudales clasificados. El paso 10 se realiza calculando la energía producida para cada potencia. En el ejemplo se ha calculado como la energía producida por el promedio de las potencias para incrementos del 10% de probabilidad de excedencia.

Los cálculos para los pasos del 7 al 10 deberán ser repetidos para varios caudales de diseño. La Tabla 5 es una continuación de la Tabla 4. La segunda fila indica el valor de varios caudales de diseño, para diferentes capacidades instaladas de la central. En el ejemplo, la capacidad instalada varía de 11,6 MW a 6,2 MW. Se utilizaron caudales de diseño para probabilidades de excedencia de 0%, 8%, 10%, 20%, 30% y 40%, la tabla se completa con el cálculo del beneficio anual neto y por tanto el tamaño óptimo de la central. Para ello, se estimó la vida útil de la central y la tasa de descuento necesaria para la inversión de capital. El coste de recuperación de capital se calculó utilizando una tasa de descuento del 7% y una vida útil de 50 años.

Para realizar el paso 11 del diagrama de flujo de la Figura 10, se estimaron los costes anuales de operación, así como el resto de costes a partir de curvas de estimación paramétrica. A partir de la energía anual (MWh), y utilizando un valor de US\$0,03/kWh como precio de la energía, se calculó el beneficio neto anual para cada capacidad instalada (paso 12). Generando en un mismo gráfico (Figura 11) los costes anuales y los beneficios anuales (ordenadas) en función las capacidades instaladas (abscisas), se puede determinar el tamaño óptimo de la central ya sea mediante la obtención del máximo beneficio neto o mediante la utilización del punto donde el beneficio marginal es igual al coste marginal (paso 13).

Tabla nº 5: Cálculos económicos para dimensionamiento de la central

	Probabilidad de Excedencia para el Caudal de Diseño					
	0	8%	10%	20%	30%	40%
Caudal de diseño (m ³ /s)	283,4	195,5	180,0	133,2	110,5	96,4
Capacidad instalada (kW)	11,625	9,418	8,954	7,403	6,728	6,248
Coste de capital de la central (MUS\$)	15,40	13,95	13,55	12,00	10,95	10,16
Coste de recuperación de capital (MUS\$/año)	1,116	1,011	0,982	0,870	0,793	0,736
Coste anual de operación (MUS\$/año)	0,717	0,62	0,602	0,595	0,573	0,565
Coste total anual (MUS\$/año)	1,833	1,631	1,584	1,465	1,366	1,300
Producción de energía anual (MWh)	56605	55096	54449	51213	48307	45721
Beneficio anual (MUS\$/año)	1,698	1,653	1,633	1,536	1,449	1,372
Beneficio neto (MUS\$/año)	-0,135	0,021	0,049	0,071	0,083	0,072

Fuente: Warnick, 1984

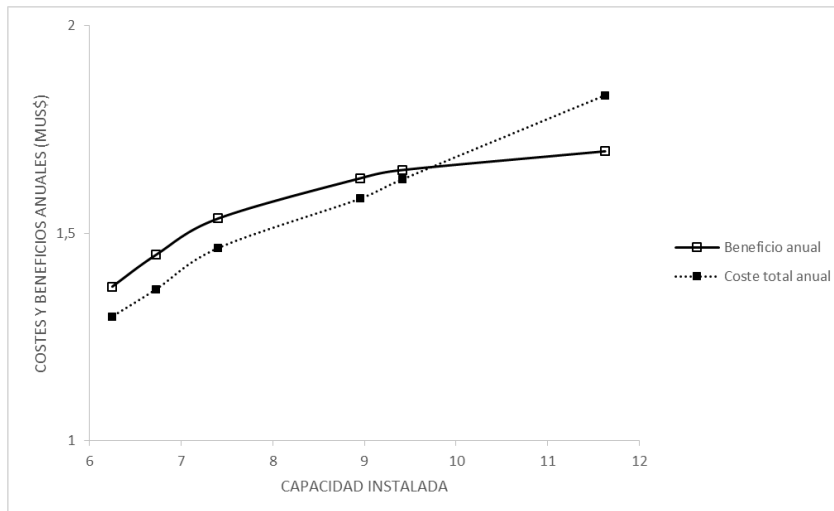


Figura nº 11: Beneficios y costes anuales vs. Capacidad instalada. Fuente: Elaboración propia, basado en Warnick, 1984

3.2.3.4. RESUMEN

- Para realizar la optimización se debe partir de esquemas preestablecidos, desde donde, a partir de una serie de iteraciones, se podrá determinar el tamaño óptimo de la central.
- El número de turbinas dependerá de factores como la variabilidad del caudal en el río, aspectos geológicos y estructurales, y limitaciones de espacio. En los estudios preliminares no suele ser habitual determinar el número exacto de turbinas.
- El autor propone una serie de actividades plasmadas en la Figura 10, las cuales suelen ser suficientes para estimar el tamaño óptimo de la central. No todas estas actividades son necesarias, pero algunas son repetitivas variando aspectos como el caudal de diseño.
- La optimización de una central variando el caudal de diseño comienza seleccionando aquel caudal alrededor del cual se realizan dichas variaciones. Caudales con una probabilidad de excedencia de entre el 25% y 45% para centrales operativas principalmente en horas valle y de entre 15% y 20% para centrales de horas punta pueden ser valores iniciales razonables.
- El cálculo de costes de la central se realiza a partir de estimaciones paramétricas.
- El dimensionamiento se basa finalmente en criterios económicos. Será necesario el cálculo de los costes y de los beneficios para diferentes rangos de caudales de diseño y por tanto de potencia. Los valores deberán expresarse en moneda común, por lo que se utilizarán tasas de descuento adecuadas. La selección del tamaño óptimo responderá a criterios de máximo beneficio neto o mediante la utilización del punto donde el beneficio marginal iguala al coste marginal.

Nuevamente el criterio principal para el dimensionamiento es de tipo económico, no obstante, al menos en el ejemplo propuesto, se simplifican en gran medida las variables a utilizar en el cálculo de los beneficios, no mencionando ni incluyendo en dicho cálculo el tipo de financiación asumida ni la sensibilidad a la variación de ésta.

3.2.4. DIMENSIONAMIENTO CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (USACE⁵, 1985)

3.2.4.1. INTRODUCCIÓN

En 1985 el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos (USACE) publica bajo el título “*Engineering and Design –Hydropower*” un manual para el diseño de centrales hidroeléctricas, abarcando desde las etapas tempranas del desarrollo hasta su diseño final. El capítulo 6 se dedica exclusivamente al dimensionamiento de centrales hidroeléctricas

De acuerdo a los autores, una vez que el potencial de un determinado sitio ha sido previamente estimado, el siguiente paso deberá ser identificar el rango de tamaños de planta y las opciones de operación de la misma. En el caso que para el mismo sitio existan esquemas alternativos (por ejemplo, con diferentes alturas de presa, capacidades de embalse, etc.) la optimización de la central deberá realizarse para cada uno de estos esquemas alternativos. El rango de tamaños de la central a considerar puede estar influenciado por requerimientos de potencia del sistema y el mercado eléctrico, factores ambientales, restricciones físicas, así como factores que no necesariamente tengan que ver con la potencia.

3.2.4.2. PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL

El procedimiento para el dimensionamiento de la central es un proceso iterativo, y la secuencia exacta de los pasos a seguir dependerá de la etapa en que se encuentren los estudios del proyecto. En etapas de identificación y reconocimiento pueden considerarse un único valor de tamaño de planta, basado quizás en factores de planta típicos del sitio. Si el estudio se encuentra en etapas avanzadas como en factibilidad, el análisis deberá extenderse por un rango de alternativas para identificar el tamaño óptimo desde el punto de vista económico. El análisis también podrá considerar aspectos ambientales, operacionales o factores físicos y de mercado que hagan o no, viable la instalación.

En general, los pasos a seguir para el dimensionamiento son los siguientes:

- a. Realizar una estimación preliminar de la energía producida, utilizando por ejemplo un tamaño típico del proyecto a analizar.
- b. Determinar el tipo (o tipos) de generación requerida por el sistema y que puede ser suministrada por el proyecto.
- c. Sobre la base de los pasos anteriores, seleccionar un rango de potencias para la central.
- d. Seleccionar el número y tamaño (o tamaños) de las unidades de generación para cada tamaño de planta.
- e. Recalcular la producción energética para cada instalación, de tal manera que se identifiquen limitaciones respecto al tamaño de planta.
- f. Identificar restricciones de tipo físico o ambiental, y todas aquellas no relacionadas con la potencia, que puedan limitar la operación de la central.
- g. En caso de ser necesario, realizar estudios de operación horaria, para determinar si la potencia deseada se puede obtener dentro de las limitaciones ambientales y aquellas no relacionadas con la potencia.
- h. Considerar medidas como incrementos en el tamaño del embalse o instalación de unidades reversibles que aumenten el nivel de “fiabilidad⁶” de la central.

⁵ United States Army Corps of Engineers

- i. Determinar la potencia fiable para cada alternativa.
- j. Calcular los beneficios para cada alternativa.
- k. Sobre la base de beneficios netos y otras consideraciones, seleccionar el tamaño óptimo de la central.

No todos los pasos indicados anteriormente tienen que realizarse sin excepción y dependerá de cada proyecto y de la etapa en la que se encuentre. Por ejemplo, en centrales fluyentes los estudios de operación horaria no son necesarios, y la determinación del número de unidades suele realizarse en etapas avanzadas como la factibilidad. El dimensionamiento de la central es un proceso iterativo, en el que algunos de los pasos pueden tener que realizarse varias veces antes de identificar la mejor alternativa.

3.2.4.3. TRATAMIENTO DE MÚLTIPLES ALTERNATIVAS

Los pasos descritos en el apartado 3.2.4.2 se realizan para el análisis de dimensionamiento para un mismo esquema de proyecto. En algunos donde merezca la pena analizar otras variables como tamaños alternativos de presa, capacidades de embalse, ubicación de las obras de derivación e incluso diferentes esquemas, incluyendo diferentes combinaciones de estas variables. Cada una de estas posibilidades incrementa el número total de alternativas a analizar.

Si se consideran tres o más variables, el número de esquemas alternativos a estudios se vuelve demasiado grande, y será difícil justificar el coste de estudiar todas las alternativas en detalle. El número de alternativas suele reducirse hasta un valor razonable mediante una evaluación preliminar o mediante el estudio inicial de aquellas alternativas con mayores posibilidades de desarrollo. De esta manera, es posible realizar un estudio de dimensionamiento a partir de los esquemas presenten mayores beneficios netos.

3.2.4.4. CENTRALES FLUYENTES

La selección del tamaño óptimo de las centrales fluyentes suele ser un proceso más simple que el de las centrales con regulación. Una evaluación de la curva de caudales clasificados puede sugerir el tamaño de la central a partir del cual se puede generar la mayor parte de la energía disponible como se muestra en la Figura 12. Si la curva de caudales clasificados no evidencia claramente un punto de inflexión, el tamaño inicial de la central alrededor del cual se realizará la optimización, puede seleccionarse a partir del caudal cuya probabilidad de excedencia esté entre el 15% y 30%.

⁶ El término anglosajón original es “*dependability*” y se refiere a la potencia que efectivamente puede entregar una central bajo condiciones adversas: picos de demanda y caudales bajos.

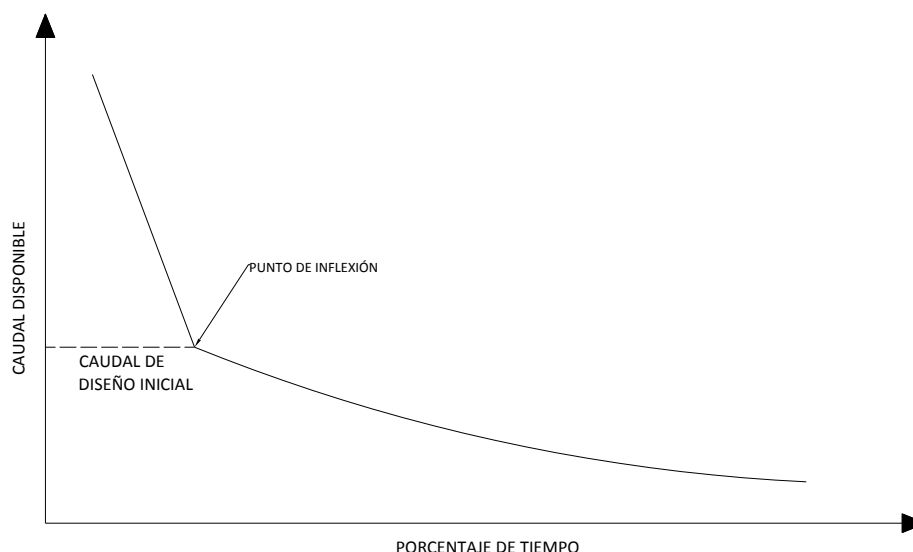


Figura n° 12: Curva de caudales clasificados con punto de inflexión. Fuente: Elaboración propia basado en USACE, 1985

Al menos dos tamaños adicionales de proyecto deberán analizarse, uno mayor y otro menor al caudal inicialmente seleccionado. Los valores específicos de estos tamaños adicionales dependerán de la forma de la curva de caudales clasificados, el tamaño inicial de la central y la forma en que la energía será utilizada. Las minicentrales hidroeléctricas suelen ser optimizadas típicamente para factores de planta de entre 40% y 60%. Tamaños de central cuyo caudal de diseño se encuentre entre las probabilidades de excedencia de 10% a 15%, 20% a 25%, y 35% a 40% suelen ser suficientes para acotar un proyecto en el rango de factor de la planta mencionado. Si la curva tiene una forma atípica, se deberán evaluar caudales adicionales. Finalmente, si la central tiene como finalidad desplazar otras cuyo coste de producción energética sea elevado (por ejemplo, centrales térmicas), el rango de caudales a evaluar será incluso mayor. En estos casos, proyectos con factores de planta de entre 20% y 40% pueden resultar factibles.

3.2.4.5. CENTRALES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN

En el caso de las centrales con capacidad de regulación, es decir con embalse, la optimización se ve grandemente influenciada por factores ajenos a la potencia, como aquellos de tipo ambiental o de comerciabilidad de la energía generada.

Un indicio del tamaño máximo de la central a analizar puede obtenerse mediante un análisis simplificado a nivel horario de la generación, utilizando información de la demanda esperada. En estos casos suelen haber limitaciones en cuanto al tamaño máximo del embalse, lo cual deberá tomarse en cuenta en dichos análisis preliminares, así como los caudales máximos y mínimos esperados.

Usualmente el tipo de servicio para el que se diseñe el proyecto hidroeléctrico suele determinar el tamaño mínimo de la central. No es usual que centrales hidroeléctricas cuyo principal fin sea atender la demanda pico o semivalle, tengan factores de planta arriba de 40% a 45%. No obstante, las centrales concebidas para atender todo el rango de la demanda, pueden tener factores de planta tan altos como 60%.

Una vez establecidos los límites superior e inferior se deberán analizar al menos tres tamaños intermedios para realizar la optimización adecuadamente.

3.2.4.6. TAMAÑO Y NÚMERO DE UNIDADES

Para un tamaño de central dado, los costes de capital se incrementan respecto al número de unidades. Por tanto, el mínimo número de unidades para el tamaño máximo viable resultará en una disminución del coste de la central (equipo electromecánico).

A continuación, se desglosa una lista de factores que deberán tomarse en cuenta para la selección del número de unidades para una determinada central.

- El máximo número de unidades minimiza los costes de inversión y de operación y mantenimiento (excepto para centrales muy grandes).
- La instalación de unidades del mismo tamaño en una misma central es menos costosa que la instalación de unidades de diferente tamaño, tanto en materia de inversión como en operación y mantenimiento.
- La instalación de unidades de diferente tamaño suele ser beneficiosa cuando existe una gran variabilidad en los caudales circulantes.
- Es conveniente un mínimo de dos unidades de tal forma que el suministro no se interrumpa en caso de que una unidad quede fuera de servicio.
- El tamaño y número de unidades deberá seleccionarse de tal forma que la central opere con la mayor eficiencia y el mayor número de horas posible.
- En algunas ocasiones el tamaño máximo se basa en la capacidad para trasladar los componentes más grandes de la turbina al sitio donde se instalarán.
- El mínimo caudal al que una turbina puede operar viene establecido por consideraciones de cavitación. Si se instala una única turbina, gran parte de los caudales bajos no podrán ser utilizados para generación.
- Problemas derivados de malas condiciones en la cimentación pueden limitar el tamaño de la turbina, teniendo que instalarse una gran cantidad de equipo pequeños en lugar de pocos de gran tamaño.
- Números pares de turbinas pueden, en algunas ocasiones, presentar arreglos más económicos del equipo electromecánico.

3.2.4.7. RESUMEN

- La optimización es un proceso iterativo, el cual comienza seleccionando tamaños razonables del esquema preseleccionado y evaluando valores alrededor del tamaño inicialmente seleccionado. La selección debe realizarse no sólo basándose en la maximización de los beneficios netos, sino tomando en cuenta las restricciones ambientales y aquellas no relacionadas con la producción energética.
- Cuando existan varias alternativas de un mismo esquema (alturas de presa, trazados de tuberías, por ejemplo), algunas veces será económicamente inviable evaluar todas y cada una de las posibilidades, por lo que tendrá que realizarse un análisis previo para determinar aquellos esquemas con mayores probabilidades de éxito y con éstos realizar la optimización.

- En las centrales fluyentes los valores de caudal con los cuales se puede iniciar una iteración con fines de dimensionamiento, pueden obtenerse a partir de la curva de caudales clasificados, utilizando valores cuya probabilidad de excedencia esté entre el 15% y 20%.
- El dimensionamiento de centrales con regulación suele ser más complicado que el realizado para las centrales fluyentes. Es útil establecer inicialmente los límites superior e inferior de potencias, para luego evaluar valores intermedios. En algunos casos deberán realizarse simulaciones de generación y demanda a nivel horario.
- La selección del tamaño y número de unidades de una central no obedecen a un único criterio, sin embargo, suele prevalecer el aprovechamiento del mayor rango de caudales disponibles, y por tanto la maximización de la producción energética. De aquí que se tienda en general a utilizar más de una unidad, tanto por temas energéticos como de indisponibilidad y costes unitarios menores.

Al igual que otras referencias consultadas (capítulos 2.2 y 2.3), el dimensionamiento se realiza en base a una evaluación económica, en este caso, se busca la maximización de los beneficios netos. No obstante, a diferencia que dichas referencias, el Manual del USACE calcula los beneficios desde una perspectiva estatal, valorando la energía en base a criterios como: sustitución de plantas cuyos costes de operación sean mayores (por ejemplo, centrales térmicas), análisis de “con o sin” proyecto y otros distintos a los realizados por promotores privados⁷.

Probablemente debido a lo anterior, el Manual tampoco hace referencia a las condiciones de financiación de los proyectos y su efecto como variable de dimensionamiento de la central. Se centra más bien en seleccionar la planta cuyos costes iniciales y proyectados resulten en un coste de la energía más viable para el estado.

3.2.5. OPTIMIZACIÓN MEDIANTE EL USO DE ALGORITMOS

3.2.5.1. INTRODUCCIÓN

Una forma alternativa de dimensionar de forma óptima un proyecto hidroeléctrico es generando algoritmos de cálculo capaces de evaluar un gran número de posibilidades de proyecto, a partir de la alteración de las variables que lo componen. Esto es, aprovechar la potencia de cálculo de los ordenadores para realizar simulaciones de operación de centrales y sus variantes que resulten en la optimización del proyecto y sus componentes. En este tipo de modelos es posible, por tanto, variar parámetros como el caudal de diseño, el tipo y tamaño de presa, el salto bruto, el diámetro de la tubería, el espesor de la tubería, el número y tamaño de turbinas, el rendimiento del grupo eléctrico, los precios de la energía, los caudales turbinables, el tipo y estructura de financiación y demás variables que influyan en la optimización, siempre y cuando puedan expresarse a través de funciones matemáticas.

La complejidad de estos modelos y en algunos casos la particularidad de los mismos, hacen que la optimización por algoritmos no sea la práctica habitual en las oficinas técnicas, a pesar de que dichos modelos son diseñados para acortar el tiempo y coste de evaluación una vez escrito el código. No obstante, la metodología de optimización por algoritmos ha sido objeto de diversos

⁷ Engineering and Design – Hydropower. Capítulo 9: Economic Evaluation of Hydropower Projects

estudios, tales como los publicados por Palacios y Guerrero (2000), Lopes de Almeida, et. al. (2006), Anagnostopoulos y Panantonis (2007) y Tuhtan (2007) entre otros.

3.2.5.2. METODOLOGÍA Y ALGORITMOS PARA LA SELECCIÓN ÓPTIMA DEL CAUDAL EN UNA CENTRAL HIDROLÉCTRICA (Palacios y Guerrero, 2000).

Los autores presentan una metodología dirigida a la obtención del caudal óptimo de una mini central hidroeléctrica fluyente. El modelo comienza calculando las aportaciones anuales del río a partir de la información de caudales introducida previamente. Con esta información se obtiene la curva de aportaciones clasificadas, a partir de la cual se generará una ecuación que sirva posteriormente para el cálculo de la aportación anual y su probabilidad asociada.

Posteriormente se selecciona un factor de planta (η) y se calcula el caudal y la aportación correspondiente al mismo. Se calcula el denominado Caudal Permanente (Q_p) definido como aquél con probabilidad de superación del 92%. Este proceso se repite para varios caudales de la curva de caudales clasificados y para varios factores de planta. Los autores estiman que el Caudal Óptimo se encuentra entre Q_p y $2Q_p$, y que se evidencia por una maximización entre las diferencias encontradas entre los factores de planta ($\Delta\eta$) y el número de horas de funcionamiento (Δh) entre iteraciones.

El modelo calcula los costes de la central mediante estimaciones paramétricas basadas en la publicación "*State-of-the-art of the Small Hydro in Brazil*" de Moreira, et. al. (s.f.) citada en Palacios y Guerrero (2000). Posteriormente se calculan los beneficios por venta de energía y se estiman los beneficios netos como la diferencia entre los ingresos por venta de energía y el coste de la central. Los ingresos se estiman para 30 años y se traen a valor presente con una tasa de descuento del 12%. El caudal que produzca los mayores beneficios netos se considerará el óptimo.

Finalmente, el modelo puede ser modificado para tomar en cuenta variables ambientales como el caudal ecológico, para lo cual deberá modificarse el caudal turbinado.

Este modelo contiene pocas variables susceptibles de optimización, ya que se centra en el caudal de diseño y no toma en cuenta, por ejemplo, la variación del rendimiento de las turbinas con el caudal, el número de turbinas o aspectos relativos a la financiación: tasas de interés, apalancamiento o beneficios fiscales, entre otros. La influencia del tamaño de las estructuras en el coste de la central está indexada al caudal, el salto o la potencia, por lo que la variación de estos costes no puede hacerse de manera independiente.

3.2.5.3. OPAH, UN MODELO PARA EL DISEÑO ÓPTIMO DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS MULTIPROPÓSITO (Lopes de Almeida, et. al., 2006)

Los autores presentan un modelo de múltiples variables que considera simultáneamente los siguientes aspectos y su influencia en la óptima configuración del proyecto:

- El impacto de la incertidumbre hidrológica;
- El impacto de la incertidumbre en la tarifa eléctrica (precio de la energía);
- El impacto de la capacidad de financiación del promotor;
- El impacto de las condiciones fiscales;

- El impacto de la operación mutipropósito del embalse
- El impacto de las características técnicas del grupo turbo generador;
- El impacto de las estructuras hidráulicas a presión.

La estructura conceptual del modelo OPAH (*Optimisation de Petits Aménagements Hydroélectriques* – Optimización de Minicentrales Hidroeléctricas), se basa en la premisa de que el tamaño óptimo de la infraestructura, así como el diseño óptimo de la misma debería resultar en un Valor Actual Neto (VAN) óptimo del proyecto, tomando en consideración las condiciones hidrológicas y los precios de la energía durante la vida útil de proyecto.

Con el objetivo de desarrollar un análisis económico y financiero para cada configuración posible del proyecto, se debe conocer la estructura cronológica de los gastos y los ingresos del proyecto durante su vida útil. Sin embargo, dado que ni las condiciones hidrológicas ni el precio de la energía en el futuro se conocen de manera determinística, el modelo evalúa diferentes escenarios para estas dos variables. Así mismo, la evaluación de estos gastos e ingresos conlleva la definición previa de la infraestructura, así como la operación de la central. Por tanto, se puede concluir que la optimización debe realizarse tomando en cuenta los siguientes problemas:

- Tamaño óptimo del proyecto
- Diseño óptimo de sus estructuras
- Operación óptima del proyecto

El modelo OPAH se ha formulado para calcular las siguientes variables de decisión:

- Tipo de presa (gravedad de hormigón o materiales sueltos)
- Altura de la presa
- Material de la conducción
- Diámetro de la tubería de conducción o túnel
- Espesor de la tubería de conducción
- Material de la tubería forzada
- Diámetro de la tubería forzada
- Espesor de la tubería forzada
- Diámetro de la chimenea de equilibrio
- Longitud vertical de la chimenea de equilibrio
- Diámetros de la chimenea de equilibrio
- Perfil del circuito hidráulico
- Tipo de turbinas
- Número de unidades
- Potencia de cada unidad

Debido a la complejidad del cálculo, los autores dividieron el modelo en cinco módulos de cálculo, los cuales interactúan entre sí para obtener la solución óptima. Estos módulos son:

- a. BAR. Utilizado para la optimización del tamaño de la presa
- b. CH. Optimiza todas las conducciones a partir de datos iniciales.
- c. CEN. Optimiza el número y tamaño de unidades de generación.
- d. BUD. Módulo para el cálculo de presupuestos de las alternativas. Se basa en curvas de estimación paramétrica y datos del usuario.

- e. AEF. Calcula el VAN, la TIR y otros índices para cada alternativa. Además, jerarquiza las 10 alternativas más rentables analizadas a partir del VAN.

La Figura 13 es un esquema del modelo OPAH. Se aprecia la interacción de cada módulo y el orden de cálculo de cada uno de ellos. Comenzando por la optimización de la presa, dado que se concibe como una multipropósito, se continúa con la optimización de las conducciones, luego al de las unidades de generación y por último se hace un análisis económico y financiero. Cabe observar que en cada etapa se calcula los costes asociados a partir de estimaciones paramétricas.

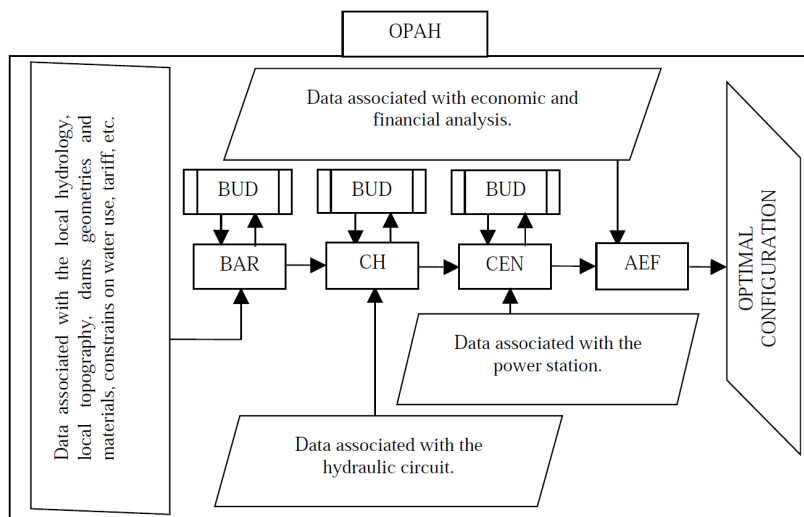


Figura nº 13: Esquemización del modelo OPAH. Fuente: Lopes de Almeida, et. al., 2006

Para tomar en cuenta la variabilidad hidrológica, el modelo realiza simulaciones para 5 tipos de años hidrológicos: seco, seco/normal, normal, normal/húmedo y húmedo. Los resultados se utilizan para determinar, entre otras variables, el VAN en las peores y mejores condiciones.

Considerando el gran número de variables admisibles al modelo, el número de combinaciones también resulta elevado, y por tanto, se espera que la solución óptima se encuentre dentro de este amplio rango de resultados. La Figura 14 muestra los costes de 4021 configuraciones analizadas para la optimización de una minicentral hidroeléctrica.

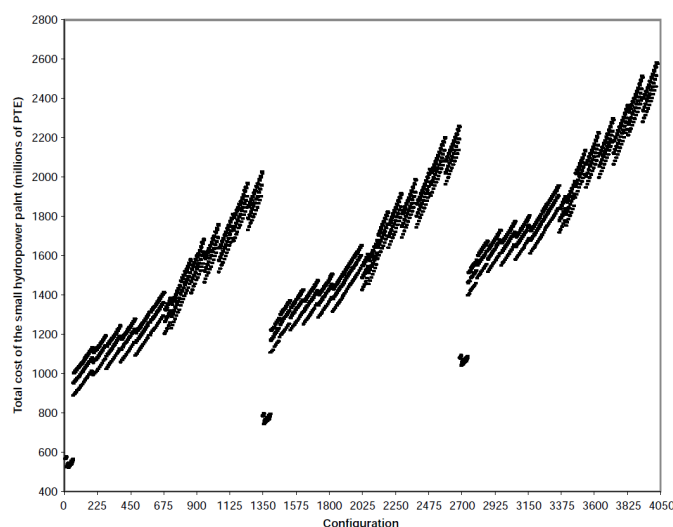


Figura nº 14: Resultados típicos del módulo BUD en el cálculo de costes de 4021 alternativas analizadas. Fuente: Lopes de Almeida, et. al., 2006

Finalmente, el módulo AEF es capaz no únicamente de calcular los índices económicos y financieros, sino que además realiza un análisis de riesgo del proyecto basado en combinaciones hidrológicas y de precios de energía, en función de las variaciones de tarifa que el usuario quiera evaluar.

Además, el modelo es capaz de evaluar la influencia de la financiación en la optimización del proyecto, posibilitando dimensionar tomando en cuenta la estructura de la deuda, las tasas de interés y los períodos de amortización entre otros aspectos. En este sentido, los autores validan el modelo a partir de datos de una central construida sobre el río Teja en Portugal. La conclusión general es que el modelo arroja un resultado similar a la optimización original (y construcción final) de la central en cuestión. No obstante, variando las condiciones de financiación realiza la conclusión particular de que efectivamente, **si las condiciones de financiación varían, también podría hacerlo la configuración del proyecto, en este caso el tamaño de la presa y por tanto el VAN finalmente obtenido**. Tales resultados se muestran en la Tabla 6. Se observa como el VAN del escenario más desfavorable para la opción de presa de 17,5 m, y un interés del préstamo del coste de oportunidad del capital (OCC) más 5% es el mayor valor de la tabla, en comparación por ejemplo con una presa de mayor tamaño que intrínsecamente conlleva un mayor salto neto, mayor volumen de embalse y por tanto mayor generación.

Tabla nº 6: Configuraciones óptimas para diferentes condiciones de financiación

Capital of the investor (10 ⁶ PTE)	Loan interest rate (%)	Máx. dam height (m)	Diam. admission pipe (m)	Diam. of surge tank (m)	Diam. of penstock (m)	Rated power (MW)	Average NPV ^a (10 ⁶ PTE)	NPV min. ^b (10 ⁶ PTE)	NPV max. ^c (10 ⁶ PTE)
^d	^d	37.5 m	1.45	7	1.19	7.9 (itype = 19)	2060	167	3630
1500	2.5% + OCC	37.5 m	1.45	7	1.19	7.9 (itype = 19)	2021	129	3592
1500	5% + OCC	17.5 m	1.46	7	1.11	7.7 (itype = 19)	1994	360	3332
1500	7.5% + OCC	17.5 m	1.46	7	1.11	7.7 (itype = 19)	1985	350	3322
1000	2.5% + OCC	37.5 m	1.45	7	1.11	7.8 (itype = 19)	1984	101	3549
1000	5% + OCC	17.5 m	1.46	7	1.11	7.7 (itype = 19)	1834	201	3173
1000	7.5% + OCC	17.5 m	1.46	7	1.11	7.7 (itype = 19)	1674	43	3016
500	2.5% + OCC	37.5 m	1.45	7	1.11	7.8 (itype = 19)	1940	56	3513
500	5% + OCC	17.5 m	1.46	7	1.11	7.7 (itype = 19)	1646	9	2998
500	7.5% + OCC	17.5 m	1.34	5	1.11	7.5 (itype = 19)	1305	-337	2651
250	2.5% + OCC	37.5 m	1.45	7	1.11	7.8 (itype = 19)	1913	21	3492
250	5% + OCC	17.5 m	1.46	7	1.11	7.7 (itype = 19)	1534	-126	2899
250	7.5% + OCC	17.5 m	1.34	5	1.11	7.5 (itype = 19)	1091	-665	2459

itype = 19 corresponds to a power station with two Francis units with a distribution of rated power of (1/3; 2/3); OCC, opportunity cost of the capital; NPV, net present value.

^a Average of the 840 scenarios numerically generated.

^b Most adverse scenario.

^c More favorable scenario.

^d The capital of the investor equals the cost of the project (no loan is necessary).

Fuente: Lopes de Almeida, et. al., 2006

3.2.5.4. DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE UNA CENTRAL HIDRO-ELÉCTRICA FLUYENTE (Anagnostopoulos y Panantonis, 2007)

Los autores proponen un algoritmo de múltiples variables para una minicentral hidroeléctrica fluyente que consta de una captación, una tubería forzada de acero compuesta por tres tramos de diferente diámetro y espesor de pared, y una central con dos turbinas en paralelo, las cuales pueden ser de diferente tipo y tamaño. Un esquema de lo expuesto se muestra en la Figura 15. La optimización se puede realizar mediante una función objetivo de una variable, por ejemplo, la maximización del VAN, o de dos variables, por ejemplo, maximización del VAN y maximización del factor de planta. En este último caso existen más de una solución óptima y los resultados se presentan como gráficos de combinación de variables.

El algoritmo considera nueve variables de optimización: el tipo y el tamaño (potencia nominal o caudal nominal Q1 y Q2) de las dos turbinas, los diámetros nominales, D1, D2 y D3 de los tres tramos de tubería y la longitud de 2 de ellos, L1 y L2. Por tanto, se deberá de conocer de

antemano el salto bruto y la longitud de la tubería forzada. El algoritmo es válido para potencias entre 50kW y 10 MW.

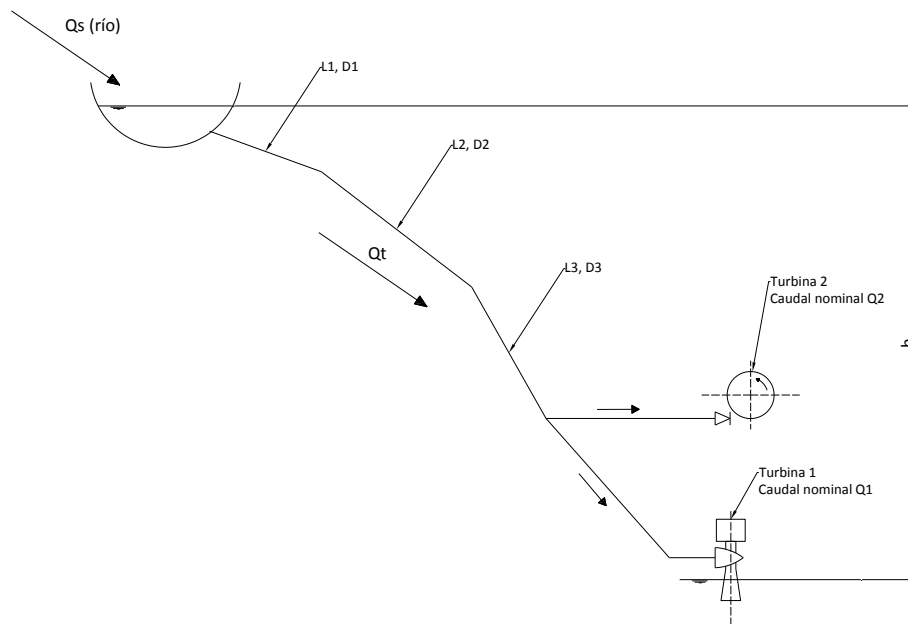


Figura nº 15: Esquematzación del algoritmo y parámetros de optimización. Fuente: Elaboración propia basado en Anagnostopoulos y Panantonis, 2007.

El primer paso para la optimización es la simulación de la operación de la central durante un año. Por tanto, es necesario proporcionar la curva de caudales clasificados, a partir de la cual, el modelo utilizará dicha curva para el cálculo de la energía. Considerando que es necesario calcular las pérdidas en la tubería para la obtención del salto neto, el modelo realiza dicho cálculo utilizando la fórmula de Darcy-Weisbach. La operación de las turbinas viene condicionada por el caudal disponible, los límites propios del tipo de turbinas (mínimo técnico, caudal nominal) y la eficiencia de las mismas. En cualquier caso, la distribución del caudal entre las dos turbinas seguirá una serie de reglas preestablecidas de tal forma que se turbine siempre con la máxima eficiencia.

A partir de los resultados del cálculo energético y con los precios de la energía que se introduzcan en el modelo, se podrá calcular los ingresos anuales de la central. Mientras tanto, los costes de inversión se determinan a partir de estimaciones paramétricas incluidas en el modelo. Estos costes incluyen la obra civil, el equipo electromecánico y el diseño y supervisión del proyecto. Para una evaluación económica completa de la central, se introducen valores adicionales como costes de operación y mantenimiento, periodo de construcción, impuestos, subvenciones, tasa de variación del precio de la energía, tasa de interés para la financiación, periodo de financiación, entre otros. El análisis económico se basa en el VAN, sin embargo, es posible calcular otros índices como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la ratio beneficio/coste (B/C).

La optimización del modelo se realiza mediante Algoritmos Evolutivos⁸. El uso de esta optimización estocástica presenta ventajas para problemas multiparamétricos como el

⁸ La característica fundamental de los algoritmos evolutivos radica en los métodos de generación de soluciones: se parte de un conjunto de soluciones iniciales y se van empleando un conjunto de operadores de búsqueda para ir refinando la solución final. Para realizar dicho refinamiento de las soluciones, se pueden utilizar técnicas clásicas

presentado en este modelo, el cual está definido mediante funciones no lineales y discontinuas. Así mismo, todas las variables de diseño pueden ser manejadas al mismo tiempo y así encontrar la solución automáticamente, mientras que la gran mayoría de las metodologías en la literatura requieren la realización de análisis de sensibilidad.

Los autores presentan un ejemplo de aplicación del modelo realizando 5000 simulaciones de operación, utilizando las siguientes funciones objetivo independientemente (función de un solo objetivo):

- Maximización del coeficiente de carga (L_f)⁹
- Maximización de la eficiencia de las turbinas (E_f)
- Maximización del Índice de Explotación del Agua (W_f)¹⁰
- Maximización del Valor Actual Neto (VAN o NPV por sus siglas en inglés)
- Maximización de la ratio Beneficio/Coste (B/C o BCR por sus siglas en inglés)

Los resultados se presentan en la Tabla 7. Se observa cómo dependiendo del parámetro que utilicemos para optimizar la central, los resultados varían considerablemente. Así, si fijamos como criterio predominante el aprovechamiento máximo del caudal circulante, se debería instalar una potencia de 8720 kW, mientras que si el objetivo es maximizar el VAN la potencia cae a 5040 kW.

Tabla nº 7: Resultados de la optimización por función de un solo objetivo

	L_f	E_f	W_f	NPV (M€)	BCR	Turbine types	Size ratio	$Q_{r,tot}$ (m ³ /s)	$P_{r,tot}$ (kW)
L_f	1.16	0.24	0.29	-1.04	0.82	P-P	0.47	0.5	860
E_f	0.39	0.80	0.95	5.81	1.59	F-F	0.405	4.8	8460
W_f	0.37	0.78	0.95	5.56	1.58	F-F	0.4	5.4	8720
NPV	0.61	0.74	0.91	7.94	2.20	F-F	0.504	3.0	5040
BCR	0.73	0.68	0.84	7.48	2.31	F-F	0.78	2.3	3830

Fuente: Anagnostopoulos y Panantonis, 2007

Es importante destacar que el modelo además de la potencia óptima nos indica el caudal de diseño y la configuración de las dos turbinas (*size ratio*). Esto es, la distribución del caudal entre las dos turbinas paralelas de la central tipo. Una ratio de 0,5 indica la necesidad de instalar turbinas idénticas, mientras que uno de 0,4 turbinas de diferente tamaño.

Adicionalmente, se realiza una optimización por función multiobjetivo, cuyo resultado es el gráfico que se presenta en la Figura 16. En este caso se han seleccionado maximizar las variables coeficiente de carga (L_f) y valor actual neto (VAN o NPV por sus siglas en inglés). Estas variables son competitivas, lo que significa que, si se pretende maximizar una, la otra decrece en su valor máximo y de ahí la forma del gráfico. En estos gráficos el modelo puede incluir el comportamiento del resto de variables. En concreto en la Figura 16 se observa la evolución del índice de explotación del agua (W_f) para las distintas combinaciones (NPV- L_f), lo cual es una herramienta adicional para la toma de decisiones sobre el tamaño óptimo de la central.

como el seguimiento del gradiente (Hill Climbing) complementadas con mecanismos biológicos de exploración: población de soluciones, operadores genéticos (Mateos, s.f.).

⁹ El coeficiente de carga es el ratio entre la energía promedio anual y la capacidad instalada de la central.

¹⁰ El Índice de Explotación del Agua es la fracción del caudal que circula por el río que finalmente es turbinada.

Finalmente, con el modelo se pueden realizar análisis de sensibilidad de las distintas variables, si bien, generalmente se realizan alrededor del precio de la energía, la tasa de descuento, los caudales circulantes y el coste de inversión.

El modelo no estima como variable de optimización las condiciones de financiación de la inversión, sin embargo, este parámetro se podría evaluar a través de un análisis de sensibilidad a esta variable, al igual que en la mayoría de las metodologías convencionales.

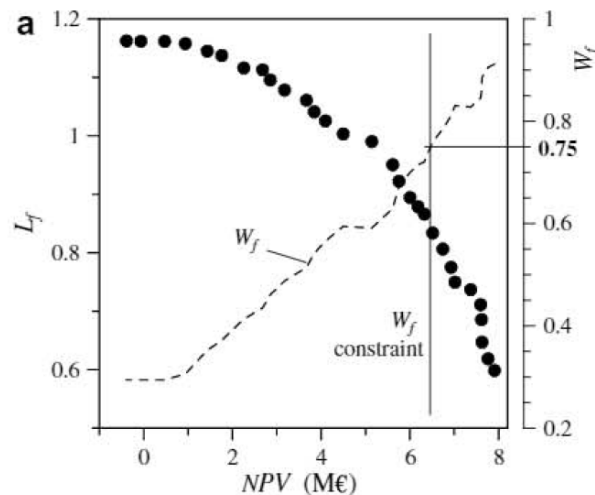


Figura nº 16: Optimización por función multiobjetivo (NPV- L_f). Fuente: Anagnostopoulos y Panantonis, 2006

3.2.5.5. OPTIMIZACIÓN DE COSTES EN MINICENTRALES HIDRO-ELÉCTRICAS (Tuhtan, 2007)

El autor presenta una metodología para la optimización del tamaño de la central mediante la maximización de una función objetivo de una sola variable: el Valor Presente Neto (VAN o NPV). A su vez el VAN depende de los costes de construcción, costes de operación y mantenimiento, y los ingresos por venta de energía. El trabajo se enfoca en la optimización a nivel de prefactibilidad.

El modelo utiliza la estimación paramétrica de costes de construcción y de operación y mantenimiento basada en las fórmulas propuestas en el software RETScreen (NRC, 2005). Además, la optimización se realiza siguiendo un Algoritmo Genético¹¹, en el cual a partir de valores aleatorios de las variables a optimizar (en este caso salto bruto y caudal de diseño) se siguen una serie de pasos hasta llegar a la solución óptima.

La función objetivo, por tanto, es manejada por dos factores principalmente, los ingresos y costes anuales, y la inversión inicial. Esta formulación tiene la ventaja de tomar en cuenta los cambios en la financiación, tales como los cambios de la tasa de interés después de un período de años determinado, dando al promotor una forma de estimar el beneficio total de la inversión a lo largo del periodo analizado, sin embargo, no de manera simultánea. De igual manera, la formulación también presenta desventajas, debido a que cambios en los valores de la tasa de descuento, los ingresos anuales o los costes, pueden tener un impacto significativo en la estimación del beneficio. Por tanto, es necesario entender qué partes del flujo de caja tienen la

¹¹ Los algoritmos genéticos son estrategias de búsqueda estocástica basados en el mecanismo de selección natural y en algunos casos se involucran aspectos de genética natural, imitando a la evolución biológica como estrategia para resolver problemas (Mateos, s.f.)

mayor incertidumbre (como por ejemplo la inversión inicial de acuerdo al autor) y cuales permanecen relativamente constantes (de acuerdo al autor, los ingresos y gastos anuales).

El trabajo original se ha realizado para poner en práctica la aplicación de Algoritmos Genéticos, pero también para evaluar los resultados obtenidos en una central hidroeléctrica real (Proyecto Hidroeléctrico Neumühle ubicado en Wolfegger Ach, Alemania). Los resultados se evaluaron para diferentes tamaños de población (número de pares de combinaciones de salto bruto y caudal de diseño) y diferente número de iteraciones, siendo los resultados los que se muestran en la Figura 17. Como era de esperarse, a mayor tamaño de población y número de iteraciones, los resultados se estabilizan, obteniéndose un valor prácticamente constante a partir de cierto número de combinaciones.

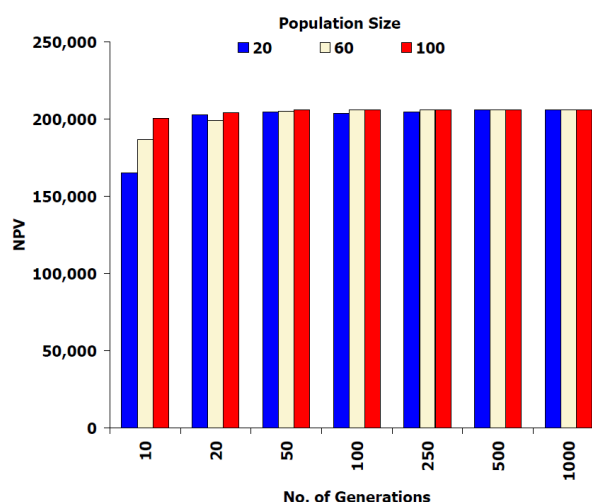


Figura n° 17: VAN resultantes para diferentes tamaños de población y máximo número de iteraciones.
Fuente: Tuhtan, 2007

Finalmente, el autor se apoya en el trabajo de Nguyen (2006) en el que se realizó una evaluación detallada y más precisa de la central Neumühle. Para ello, tomó como referencia de precisión los presupuestos del trabajo de Nguyen, y a partir de estos calculó el error resultante de su algoritmo. La metodología seguida consistió en hacer simulaciones Monte Carlo a partir de los rangos de variación de los costes de las principales unidades del autor respecto a las de Nguyen. Los resultados indicaron que, debido a las grandes diferencias entre estos costes, el modelo era impreciso. Esta imprecisión se debió no al algoritmo propiamente dicho, sino a las ecuaciones paramétricas para la estimación de costes, que no reflejaban adecuadamente los costes reales de la central en cuestión. Como se muestra en la Figura 18, con las ecuaciones paramétricas originales se encontró que existía una probabilidad de 0,505 de que el resultado del algoritmo se encontrara dentro del 25% del coste óptimo (el evaluado por Nguyen).

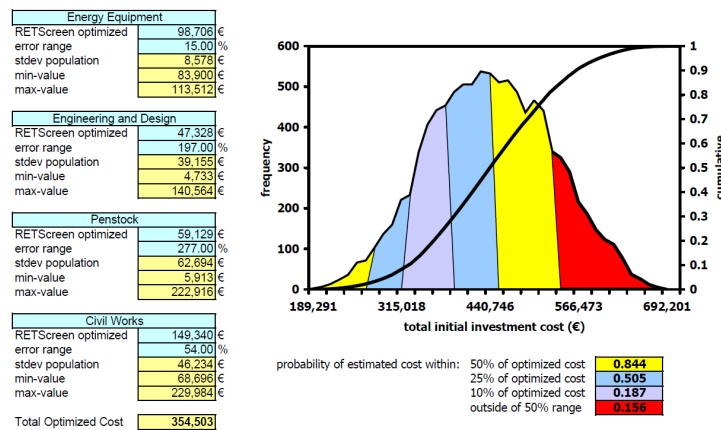


Figura nº 18: Simulación de Monte Carlo para el coste de inversión inicial. Valores originales. Fuente: Tuhtan, 2007

Como cabía esperar, se encontró que, si se reducía la diferencia entre los costes de inversión inicial y los de Nguyen, el resultado mejoraría notablemente. A partir de lo anterior, el autor concluye sobre la importancia de las estimaciones paramétricas de los costes para la mejora en la precisión de los resultados.

Por tanto, el estudio realizado por Tuhtan aporta la aplicación del Algoritmo Genético como opción válida para la optimización del tamaño de centrales hidroeléctricas. El modelo presentado al estar muy particularizado, no toma en cuenta como variables de optimización las condiciones de financiación de la inversión, por lo que para evaluar dichas variables habría que comparar varios óptimos modificando en cada simulación las condiciones internas del algoritmo referidas a tales condiciones de financiación, siempre tomando en cuenta que los resultados dependerán en gran medida de la validez de las ecuaciones paramétricas utilizadas.

3.2.5.6. RESUMEN

- Las metodologías por algoritmos resultan de gran utilidad debido a la gran cantidad de variables que pueden manejar simultáneamente, aprovechando la alta capacidad de procesamiento de datos de los ordenadores actuales.
- Prácticamente la totalidad de las referencias consultadas utilizan la estimación paramétrica para estimar los costes de inversión de las centrales. Esto hace que la correcta elección de las ecuaciones a utilizar determine la precisión de los resultados de la optimización.
- De acuerdo a las referencias consultadas, la formulación de modelos mediante Algoritmos Evolutivos es válida para realizar el dimensionamiento óptimo de centrales hidroeléctricas, sin embargo, conlleva la generación de un código más o menos extenso dependiendo de la complejidad del algoritmo.
- Dado el grado de particularización de los modelos que utilizan metodologías por algoritmos, su aplicación en distintos proyectos hidroeléctricos dependerá de los grados de libertad que estos posean, por lo que no suelen ser de uso habitual en las ingenierías.
- Existen modelos complejos como el OPAH (Lopes de Almeida, et. al., 2006), que manejan gran cantidad de variables, entre ellas las condiciones de financiación.

3.3. CÓMO SE EVALÚA ACTUALMENTE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

3.3.1. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO A NIVEL SECTORIAL: PERSPECTIVA DE PAÍS

La industria de generación eléctrica se considera intensiva en capital; se necesitan grandes cantidades de dinero para su desarrollo y expansión. Las inversiones requeridas compiten con la demanda de fondos por parte de otros sectores de la economía y por tanto las nuevas propuestas de desarrollo son sometidas a un cuidadoso escrutinio por la mayoría de los gobiernos, para asegurarse que los fondos a invertir cumplen con las políticas establecidas además de realizar una optimización de tales fondos. Tales escrutinios implican, en primer lugar, un análisis económico de las propuestas y así determinar si cumplen con los objetivos económicos establecidos en las políticas energéticas.

La expansión en la generación eléctrica siempre se realiza proyecto a proyecto (Goldsmith, 1993), y cada nueva propuesta necesita ser examinada para obtener una prueba de que:

- Responde a una demanda real. Es decir, existe un mercado real para la energía producida.
- Es técnicamente sostenible y puede operar de manera segura y eficiente.
- Responde a los criterios económicos y financieros establecidos por el gobierno y los promotores.
- Ofrece la mejor solución de más bajo coste para el propósito que se ha concebido

La solución de más bajo coste no implica necesariamente que sea la solución más barata disponible. El concepto implica que:

- Cada componente del proyecto es diseñado para un desempeño óptimo al más bajo coste y además consistente con criterios técnicos sólidamente fundamentados
- El proyecto como tal presenta el más bajo coste en comparación con alternativas que pueden suministrar a la misma demanda
- El proyecto hace la contribución más efectiva posible al sistema al que se conecta. Esto es, los costes de generación se mantienen lo más bajo posible.

Por tanto, el análisis económico se realiza con la finalidad de probar que el proyecto cumple con estos objetivos.

El propósito de un análisis económico es demostrar que el proyecto propuesto hace un óptimo uso de los recursos y que se justifica adecuadamente la inversión en éste (Goldsmith, 1993). Por tanto, el análisis se realiza en primera instancia en la fase de planificación, antes de que se realice cualquier operación financiera. Las instituciones financieras suelen requerir los análisis económicos para su aprobación antes de realizar cualquier compromiso de financiación, ya sea para el proyecto completo o para parte de éste. El análisis económico es siempre comparativo.

Normalmente se adopta un enfoque de dos fases para la evaluación de un proyecto:

- **Fase 1.** El diseño de los principales elementos del esquema propuesto es optimizado en pasos sucesivos, que van desde aproximaciones en las fases tempranas hasta análisis

detallados cuando el diseño se vuelve definitivo. Los principales componentes de un proyecto hidroeléctrico en este sentido son la obra de captación y almacenamiento, conducción, sala de máquinas y equipo electromecánico. La optimización consiste en alcanzar la solución de más bajo coste que sea consistente con el mejor desempeño técnico del esquema original. En esencia, la optimización determina el beneficio de una mejora en el proyecto en relación con el coste incurrido para logra dicha mejora

- **Fase 2.** El gasto durante la vida útil de todo el esquema integrado de los componentes previamente optimizados se compara con:
 - El beneficio que este esquema puede acarrear en el mismo período de tiempo
 - Los costes de suplir una demanda idéntica mediante una fuente alternativa.

Por tanto, el análisis económico por parte de los gobiernos se refiere al coste del proyecto y sus alternativas para la economía del país. Esto significa que el análisis no toma en cuenta impuestos o subvenciones al proyecto, y el resultado indica que el esquema de proyecto tiene un retorno económico adecuado y es el que presenta más bajo coste con un desempeño óptimo. En esencia, el análisis es un ejercicio de identificación de proyecto en el cual se identifica al mejor esquema que cumple con los objetivos de la economía en que se desarrolla.

No obstante, esta solución requiere la confirmación en costes reales en lugar de costes económicos. Es aquí donde se realiza un segundo análisis (análisis financiero) donde los costes y beneficios son transformados a precios de mercado, utilizando precios promedio internacionales basados en tasas de cambio determinadas. El cálculo del retorno financiero utiliza los mismos principios que el análisis económico, incluidos los mismos lapsos de flujos de caja, las mismas fases de inversión y la misma referencia de tiempo para determinar el valor presente. La principal diferencia es la expresión de costes y beneficios en precios reales (de mercado) y la inclusión de todos los costes que afectan los ingresos monetarios. Esto incluye costes financieros, impuestos, riesgo de precios (tales como subida de precios durante la construcción) e intereses donde sean aplicables. La estimación de costes se deberá referenciar a los precios esperados en la fase del proyecto donde las estructuras financieras estén concluidos. Los costes de operación por su parte también se deberán expresar en precios de mercado y no deberán ser sujetos a subvenciones u otros aspectos que distorsionen los precios. Éstos deberán ser indexados para tomar en cuenta la inflación, pero tomando en cuenta un período de tiempo razonable en el que el escalamiento de precios pueda ser razonablemente predecible.

3.3.2. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO A NIVEL DE PROYECTO

Como se expuso anteriormente, el análisis económico y financiero presenta ciertas diferencias ligadas principalmente al concepto de coste aplicables a cada análisis. No obstante, para la evaluación de proyectos los analistas suelen tratar los costes financieros y económicos como equivalentes cuando se comparan opciones de generación (Leyland, 2014). Esta simplificación evita la complejidad de la transformación entre valores económicos y financieros¹², no obstante, la misma debe revisarse en el caso que intervenciones gubernamentales tales como, por ejemplo, impuestos, subvenciones, o restricciones de importación, discriminen unos proyectos sobre otros, haciendo que las comparaciones entre ellos reduzcan su validez.

Por tanto, el análisis financiero está ligado a costes bajo precios de mercado, financiación y desempeños financieros. Esto es, determinar los montos de inversión y su desembolso en el

¹² Esto se conoce con el término anglosajón de *shadow pricing*

tiempo, la forma en que se realizarán las inversiones ya sea con fondos propios o utilizando apalancamientos con instituciones bancarias, las condiciones de financiación, los riesgos de las operaciones y por supuesto los retornos de la inversión de los promotores. En este sentido, los principales resultados de un análisis financiero son:

- **Viabilidad Financiera.** Capacidad de la empresa, en este caso la central hidroeléctrica, de cumplir con sus obligaciones financieras al vencimiento de éstas.
- **Rentabilidad Financiera.** Expectativa del retorno de la inversión en cuanto a la superación de los costes de capital.

Dependiendo del tamaño del proyecto, las variables para realizar un análisis económico y financiero de una central hidroeléctrica no suelen ser muchos. Además, el número de variables dependerá del grado de avance de los estudios, la evaluación de riesgos y los análisis de sensibilidad que se pretendan realizar. En general los siguientes aspectos suelen estar presentes en un análisis de proyecto (Mendiola et al., 2012):

Aspectos económicos

Si se tiene conocimiento de la capacidad del proyecto para generar energía y los costes de las obras requeridas, es posible tener un estimado de la inversión en infraestructura. De manera paralela se estima el valor de la demanda, tanto en el nivel del mercado energético regulado como en los posibles contratos privados que pueda suscribir el promotor, para calcular los posibles ingresos. Por último, según la lógica económica para evaluar un proyecto, se toma en cuenta el esquema de coste-beneficio. El principal objetivo de la evaluación económica es identificar los costes y los beneficios, medirlos y valorarlos.

Aspectos financieros

En esta dimensión, a partir de la información económica y de los incentivos tributarios a la inversión en el sector (de existir), se elaboran los flujos de caja proyectados en un horizonte temporal, los que serán descontados a una tasa adecuada con la finalidad de cuantificar la generación de valor del proyecto.

La determinación de la tasa de descuento aplicable y la metodología de evaluación para el proyecto cobran especial relevancia en esta fase porque deben incluir todos los riesgos a los que se enfrentaría un promotor y, al mismo tiempo, le permitan cubrir su coste de capital. Una leve variación en la tasa de descuento puede ser determinante para definir la viabilidad o no del proyecto.

3.3.3. EVALUACIÓN DE INVERSIONES: MARCO CONCEPTUAL

3.3.3.1. DEFINICIONES

Antes de desarrollar los métodos más comúnmente utilizados para la evaluación de inversiones en centrales hidroeléctricas, a continuación, se definen una serie de conceptos básicos relacionados con esta temática (INEA, 1997):

TASA DE DESCUENTO (TASA DE ACTUALIZACIÓN): Es la tasa de interés para actualizar los gastos e ingresos a un determinado punto en el tiempo, o para calcular los intereses asociados al capital promedio fijo durante la vida útil del proyecto.

TASA GENERAL DE INFLACIÓN / TASA DE INTERÉS REAL: En la mayoría de los cálculos de rentabilidad se parte del supuesto de que los precios actuales seguirán vigentes, en el futuro, es decir, se mantienen constantes. Normalmente, los intereses del mercado están fijados de modo que no solo comprenden una retribución por el capital prestado (en muchos casos con un recargo por el riesgo), sino también una compensación por la pérdida del poder adquisitivo producida en el periodo considerado por la inflación.

TASA DE INFLACIÓN EN EL SECTOR ENERGÍA: En todos los casos no siempre los ingresos o gastos siguen exactamente el ritmo de la tasa general de inflación, en algunas cosas se considera por separado la evolución de los precios en el sector de la energía para el cálculo de rentabilidad de proyectos de inversión con un fuerte componente energético.

VIDA ÚTIL DE LA PLANTA: Es un parámetro extraordinariamente importante para el análisis económico y financiero y cálculo de la rentabilidad de un proyecto de inversión. Es la posible vida útil de los sistemas técnicos, construcciones y otras instalaciones que concurren en él; es por este motivo que hay que estudiar, en el marco de un análisis de sensibilidad, cuál sería la rentabilidad de las inversiones, suponiendo diferentes alternativas de la vida útil.

GASTOS DE INVERSIÓN: Este es un parámetro fundamental para todos los métodos del cálculo de rentabilidad de proyectos de energía. Es el volumen de las inversiones necesarias.

COSTES DE INVERSIÓN: Estos costes se pueden subdividir en los siguientes grupos:

- Activo Fijo:
 - Obras Civiles
 - Obra de captación
 - Canal de conducción
 - Desarenador
 - Cámara de carga
 - Cimentación de tubería forzada
 - Sala de maquinas
 - Canal de restitución
 - Obras complementarias
 - Maquinaria y equipo electromecánico
 - Tubería forzada
 - Turbina y regulador
 - Generador y accesorios
 - Sub-estación de salida
 - Línea de transmisión (red primaria). Sub-estación de distribución
 - Montaje e instalación de maquinaria y equipo electromecánico.
 - Instalación de maquinaria y equipo electromecánico
 - Instalación de redes y sub-estaciones
 - Fletes de transporte
 - Otros.
- Activo Intangible
 - Estudios de pre-inversión
 - Asesoría técnica y supervisión
 - Intereses durante la construcción
 - Gastos generales
- Capital de trabajo.

COSTES DE PERSONAL: Los costes del personal técnico y administrativo pueden representar una parte considerable de los costes corrientes totales de un proyecto de inversión, es recomendable efectuar en primera medida un registro muy exacto del personal necesario, diferenciando cantidad, nivel de calificación y periodo de servicio.

COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M): Por su naturaleza misma, es muy difícil estimar los gastos inherentes al mantenimiento y reparación de las instalaciones, por no ser previsible las necesidades de reparación de una planta instalada hay que examinar si el personal propio de la planta o el usuario mismo pueden realizar los trabajos de mantenimiento y reparación, y, en caso positivo en qué medida. En etapas tempranas del desarrollo, estos costes pueden estimarse mediante ratios que estiman una ratio de coste O&M por unidad energética (IRENA, 2012). Estos costes se dividen en:

- **Costes de operación:**
 - Gastos de Personal
 - Lubricantes y Grasas
 - Equipo e implementos de seguridad
 - Materiales de oficina
 - Gastos misceláneos.
- **Costes de Mantenimiento:**
 - Materiales y repuestos de generación
 - Transformación y transmisión Herramientas
 - Otros.

COSTE DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS: Hay que tener en cuenta la adquisición, el transporte, la carga y descarga de la planta y la eliminación de los residuos que generan costes que no pueden ser ignorados en el cálculo de la rentabilidad.

MATERIALES AUXILIARES: Hay que examinar y evaluar con exactitud el consumo previsible de materiales auxiliares tales como: grasa, aceite, agua etc.

GASTOS DE ADMINISTRACION: Tienen que ser considerados en la investigación de rentabilidad, en los proyectos de esta magnitud hay que estudiar si se incurrirá en gastos por concepto de alquiler de oficina, teléfono, material de oficina y similares, estimando su posible monto.

IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES: Se tiene en cuenta para proyectos de inversión de gran envergadura dirigidos a lograr ganancias.

OTROS GASTOS: Aquí se registran los gastos de tecnología o aquellos específicos del país de referencia.

BENEFICIO: Se consideran dos ítems: ingreso por venta de energía y valor residual.

INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA: Es un ingreso anual que se produce desde la entrada en servicio de la central hasta el fin de su vida útil u horizonte del proyecto. Se determina a partir de la energía que se vende cada año, según lo previsto en el estudio de mercado; y de una tarifa por kWh que pagaran los compradores.

VALOR RESIDUAL: Es el valor de los bienes, en el último año de la vida útil del proyecto. Para calcular este valor se debe tener en cuenta la depreciación o pérdida de valor de los bienes durante su uso en el proyecto, la cual se determina teniendo en cuenta el criterio de tiempo de vida útil.

INGRESOS DEL PROYECTO DE INVERSIÓN: Según la finalidad de las inversiones vinculadas a la producción de energía, se obtienen los siguientes ingresos:

- Los procedentes del suministro de energía a terceros.
- Los procedentes del ahorro de energía comercial
- Los procedentes de la comercialización o uso propio de bienes, cuya producción es incrementada o, en su defecto, solamente es realizable con el uso de energía.

Por la gran importancia que revisten los futuros ingresos para la rentabilidad de un proyecto de inversión, especialmente de aquellos intensivos en capital.

OTROS INGRESOS: Se registran los posibles ingresos derivados de las condiciones específicas de la tecnología utilizada o del país en que se localiza el proyecto. Estos podrían ser por la comercialización de bonos de carbono¹³

SUBVENCIONES: Es posible que el Estado en cuestión conceda subvenciones para las inversiones destinadas al suministro de energía en regiones rurales aprovechando fuentes renovables de energía, o al ahorro de fuentes convencionales de energía.

INGRESOS CORRIENTES TOTALES: es la suma de los Ingresos del Proyecto de Inversión + Otros Ingresos + Subvenciones.

RETORNOS BRUTOS: Es decir, incluye las depreciaciones, es el resultado de los ingresos corrientes totales y los gastos corrientes totales.

DEPRECIACIONES: También representan las devaluaciones periódicas de los activos fijos de un proyecto, estas depreciaciones no influyen sobre los retornos corrientes del periodo, pero sí sobre las ganancias representados por el saldo entre retorno bruto y depreciación.

GANANCIAS: La primera cuestión de importancia en relación a la ventaja de un proyecto de inversión es el crédito del capital total comprometido, independiente de su origen. Las ganancias del promotor se obtienen restando simplemente de este valor el crédito del capital ajeno.

FLUJOS DE CAJA (CASH-FLOWS): Son los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un periodo determinado de tiempo.

RENTABILIDAD: Desde el punto de vista de la empresa el objetivo tiene que ser la maximización de la rentabilidad de los capitales invertidos. Para ello se ha de seguir el siguiente esquema:

$$\text{Rentabilidad inversión} = \frac{\text{Beneficio}}{\text{Inversión}}$$

¹³ Los bonos de carbono (también llamados "Créditos de Carbono") son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente; es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI o gases de efecto invernadero)

La rentabilidad es la capacidad de generar un excedente o un rendimiento (Martínez y Serrano, 2004). Se puede clasificar según mida la rentabilidad en términos absolutos (VAN), en unidades monetarias, o en términos relativos (TIR), en porcentaje.

3.3.3.2. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD

Los criterios de evaluación de inversiones constituyen los modelos y métodos mediante los cuales se mide la eficiencia económica de los proyectos de inversión (Rodríguez, 2012). Precisamente, un problema fundamental que se presenta en toda decisión de inversión consiste en determinar su rentabilidad, toda vez que al establecer su eficiencia económica es posible:

- Conocer si el proyecto es conveniente.
- Seleccionar entre varios proyectos el más eficiente.

En la literatura existente al respecto, es posible encontrar gran diversidad de criterios de evaluación de inversiones, los que en muchas ocasiones conducen a decisiones diferentes, esto es lógico, pues estos criterios responden a variados objetivos. No obstante, este universo de criterios de evaluación se puede clasificar en dos grupos fundamentales: criterios de evaluación estáticos y criterios de evaluación dinámicos.

- **Criterios de evaluación estáticos:** Son aquellos que no toman en consideración el factor tiempo (cronología) de los diferentes flujos de caja, y operan como si fueran cantidades de dinero percibidas en el mismo momento del tiempo. Son métodos sencillos pero aproximados, a veces útiles en la práctica, aunque se debe estar consciente de sus limitaciones para evitar errores.
- **Criterios de evaluación dinámicos.** Son los que toman en consideración la cronología de los flujos de caja, utilizan para ello el procedimiento de la actualización o descuento, lo que les permite homogeneizar las cantidades de dinero percibidas en el tiempo. Estos son métodos mucho más refinados desde el punto de vista científico.

Algunos de los métodos más utilizados de acuerdo a criterios de evaluación son los siguientes (INEA, 1997):

MÉTODOS ESTÁTICOS PARA EL CÁLCULO DE RENTABILIDAD

- **Cálculo Comparativo de Costes**

Tiene la finalidad de identificar la planta cuya situación de costes es la más favorable, mediante la comparación de los costes de dos o más alternativas de inversión para la producción de un determinado volumen de un bien. Con este método no es posible comparar la rentabilidad de alternativas de inversión en sectores heterogéneos.

- **Método de comparación de anualidades de gastos (Estático)**

Consiste en transformar los gastos de inversión durante la vida del proyecto en pagos anuales (anualidades de magnitud constante). La anualidad de los gastos determina, los gastos totales anuales previstos para una inversión y, si se dividen estos costes por el número de unidades de trabajo producidos (ej. kWh/a), expresan también los costes por unidad de trabajo.

- **Cálculo de la rentabilidad (Estático) (Return-on-Investment, RoI)**

Aquí se cumple el criterio de la ventaja absoluta, cuando el índice de rentabilidad obtenido es igual o mayor que la rentabilidad mínima exigida; al aplicarse este método debe tenerse en cuenta que el interés mínimo a exigir del capital invertido, como criterio de apreciación de la ventaja absoluta que ofrece un proyecto, debe ser claramente superior a la tasa de descuento (k), que refleja las tasas de interés efectivamente aplicarle en un proyecto. También se utiliza para determinar la alternativa más favorable entre dos o más posibilidades de inversión.

- **Cálculo del periodo estático de amortización**

El objetivo es determinar el momento en que el capital utilizado para una inversión habrá sido recuperado por medio de los retornos anuales. El punto de amortización o el fin del periodo de amortización, se alcanza cuando la suma de los gastos y entradas vinculadas con la inversión alcanza por primera vez el valor cero. El cálculo del punto de amortización se puede realizar utilizando los siguientes métodos:

- **Método acumulativo:** Consiste en sumar acumulativamente los gastos de capital y los retornos brutos anuales hasta que la suma arroje el valor cero, o bien un valor positivo si el punto de amortización se alcanza en el transcurso de un ejercicio calculable.
- **El método de promedios:** se puede aplicar solo cuando ya se ha calculado el promedio de los retornos brutos anuales, o bien se puede suponer que esto está bien representado por el retorno bruto del primer año. Para calcular este método se determina el periodo de amortización (n) relacionando el capital invertido con los retornos brutos anuales.

La duración del periodo de amortización permite destacar el riesgo económico inherente a una inversión con miras al factor de incertidumbre que implica el desarrollo futuro.

MÉTODOS DINÁMICOS PARA EL CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD

- **Método del Valor Actual Neto (VAN)**

El Valor Actual Neto (VAN) se suele definir como el valor actual de los flujos de caja esperados, entendiéndose por flujos de caja, el flujo de ingresos y gastos en efectivo (Rodríguez, 2012). Una definición más explícita correspondería, entonces, a la que lo define como el valor actualizado del saldo entre el flujo de ingresos y gastos en efectivo generados por un proyecto durante su vida útil.

Al aplicar el método del valor actual, una inversión puede considerarse absolutamente ventajosa solo si su valor actual es por lo menos igual a cero. Si es mayor que 1, significa que para la tasa

de descuento " k ", los beneficios son mayores que los costes; es decir el proyecto se debe realizar solo si la relación de beneficios a costes es mayor que la unidad.

Por tanto, para todo proyecto que brinde un VAN positivo, se tendría que permitiría:

- Remunerar el capital invertido a la tasa de descuento que se establezca y que constituye la eficiencia mínima exigida al proyecto.
- Recuperar el valor de la inversión.
- Tener un superbeneficio o excedente económico por encima de la tasa utilizada y que constituye el VAN del proyecto.

Este mayor conocimiento del significado del VAN permite una definición más abarcadora del mismo que las antes expuestas, pudiéndose definir como la Rentabilidad Absoluta Neta del Proyecto, es absoluta porque está expresada en términos monetarios, y, es neta, porque en su cálculo se han considerado todos los desembolsos.

- **Método de la tasa interna de retorno (TIR)**

La Tasa Interna de Retorno (TIR), se define como aquella tasa de actualización o descuento " r ", que hace cero la rentabilidad absoluta neta de la inversión. Es decir, aquella tasa de descuento que iguala el valor actual de la corriente de cobros con el valor actual de la corriente de pagos.

Al aplicar el método de la tasa interna de retorno, una inversión se considera absolutamente ventajosa cuando la TIR es igual o mayor que la tasa de descuentos " k ", es decir, cuando se asegura por lo menos al interés mínimo exigido.

- **Método de anualidades**

La finalidad es transformar todos los pagos netos vinculados o un proyecto de inversión, en una serie de pagos anuales de igual monto. Aplicando el método de anualidades una inversión se considera absolutamente ventajosa cuando su anualidad no es negativa ($VAN > 0$).

- **Método de Comparación de Anualidades de Gastos (Dinámicos)**

Sirve para evaluar la ventaja relativa de proyectos de inversión similares, con base en la comparación de costes por un año o unidad de trabajo. Consiste en identificar la planta que trabaja a menores costes, como resultado de la comparación de los costes de dos o más proyectos alternativos para la fabricación de una determinada cantidad de productos y resulta de la suma de: la anualidad de gastos corrientes; la anualidad de los gastos de inversión deducido el valor de liquidación y el interés anual sobre el valor de liquidación.

- **Cálculos Dinámicos de Amortización**

Se compara el valor de los abonos y pagos cuyos vencimientos difieren en el tiempo, por medio de la actualización de los retornos anuales.

3.3.4. MÉTODOS TRADICIONALES PARA LA EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Desde el punto de vista de la incertidumbre que se tenga sobre las variables que afectan a la inversión, los métodos tradicionalmente adoptados pueden dividirse en dos grupos:

- Valoración y selección de inversiones en un contexto de *certeza*
- Valoración y selección de inversiones en un contexto de *riesgo*

La valoración y selección en condiciones de certeza supone que los valores futuros para las variables determinantes de los proyectos son perfectamente conocidos. Sin embargo, la valoración en condiciones de riesgo define una situación donde la información es de naturaleza aleatoria, en que se asocia una estrategia a un conjunto de resultados posibles, cada uno los cuales tiene asociada una probabilidad.

3.3.4.1. VALORACIÓN Y SELECCIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE CERTEZA

En los métodos más tradicionales de valoración se operan en condiciones de certeza, es decir, se supone que las previsiones van a coincidir con la realidad (Martínez y Serrano, 2004).

Es importante reconocer que la mayoría de las decisiones de inversión en Proyectos de Centrales Hidroeléctricas son complicadas por la existencia de la información incompleta en cuanto a los resultados de esas decisiones.

Estos métodos en condiciones de certeza son los más comúnmente utilizados e incluso en estudios de factibilidad tienden a ser la norma, sin realizar estudios en condiciones de riesgo como los que se verán más adelante. En el apartado 3.3.3.2 se enumeraron algunos de los métodos de evaluación de proyectos (estáticos y dinámicos) que se utilizan en la actualidad, no obstante, en la práctica los más comunes en proyectos hidroeléctricas son:

- PAY BACK: Período de retorno de la inversión
- VAN: Valor Actual Neto
- TIR: Tasa Interna de Retorno

PERÍODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN (PAY-BACK)

El período de recuperación mide el plazo de tiempo necesario que debe transcurrir para que el movimiento de fondos acumulados se anule, es decir que la inversión se pague a sí misma. Es el tiempo necesario para que la empresa recupera la inmovilización financiera exigida por el proyecto mediante cuasi-rentas¹⁴ proporcionadas al mismo. Si éstas son constantes se expresa como:

$$PR = \frac{A}{\sum_{t=1}^n FNC_t}$$

¹⁴ Flujos Netos de Caja, representan, para cada periodo, la diferencia entre los cobros y pagos generados por un proyecto de inversión.

Siendo,

A = Valor de la Inversión Inicial

FNC_t = Valor neto de los distintos flujos de caja. Se trata del valor neto así cuando en un mismo periodo se den flujos positivos y negativos será la diferencia entre ambos flujos

En este sentido un proyecto será tanto más rentable cuanto menor sea un periodo de retorno.

Las críticas que presenta este modelo son:

- No considera los flujos netos de caja obtenidos después de la fecha indicada por el período de recuperación
- Requiere de la previa determinación de un plazo máximo aceptable que sirva como medida de referencia.
- No tiene en cuenta las diferencias entre los diferentes vencimientos de los flujos netos de caja.

VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Se denomina Valor Actual Neto (VAN) o Valor Presente a la ganancia total neta, actualizada al momento inicial y cuyo cálculo se obtiene como suma de todos los flujos de caja anuales, con lo que se obtiene la ganancia bruta de la inversión, de manera que al restarle el coste total de ésta el capital invertido, se obtiene la ganancia total neta.

$$VAN = -A + \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+k)^t}$$

Donde,

A = inversión inicial

FNC_t = flujo de caja para el periodo t

k = tasa de descuento

n = número de años

Para aceptar una inversión deberá tener un VAN positivo, lo cual significa que la valoración de los flujos de caja es superior al desembolso inicial de la misma. Entre dos proyectos será más rentable el que tenga un VAN superior.

El VAN es función de la tasa de actualización " k ", a medida que ésta aumenta el VAN disminuye, llegando a ser negativo para cierta tasa.

Como principal ventaja se tiene que es un criterio de fácil cálculo, y respecto de los criterios de evaluación aproximados, considera el diferente valor del dinero en el tiempo, puesto que actualiza las disponibilidades monetarias al objeto de reducirlas a una medida de unidad homogénea. Como principal desventaja es que resulta inconsistente para comparar proyectos de inversión independientes y mutuamente excluyentes, con distintos capitales invertidos. Las críticas que presenta este modelo son (Martínez y Serrano, 2004):

- Determinación del valor óptimo de la tasa de actualización. No obtener el valor de la tasa de actualización correcta puede acarrear como consecuencia hipótesis demasiadas restrictivas en cuanto a la aplicación del VAN.
- Hipótesis poco realistas en cuanto a la reinversión de los fondos intermedios liberados por los proyectos.

TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es el tipo de interés compuesto que genera el proyecto a lo largo del horizonte temporal. La TIR expresa la rentabilidad porcentual que se obtiene del capital invertido. El procedimiento para su cálculo estriba en definir la tasa de interés que anula la suma de movimientos de fondos actualizados al momento inicial del proyecto. Deberá resolverse según la expresión matemática siguiente.

$$-A + \frac{FNC_1}{(1+k)} + \dots + \frac{FNC_n}{(1+k)^n} = -A + \sum_{k=1}^n \frac{FNC_t}{(1+k)^t} = 0$$

Donde,

A = inversión inicial

FNC_t =flujo de caja para el periodo t

k =tasa de descuento

n = número de años

Entre dos proyectos comparables, siempre será más rentable el que tenga una TIR superior.

Como principal ventaja se tiene que la TIR considera el momento de obtención de las disponibilidades monetarias liberadas por el proyecto, actualiza los flujos netos de caja, con lo que recoge el deseo del inversor de recibir el dinero cuanto antes. También se puede añadir que esta tasa es más representativa que el VAN puesto que proporciona una media relativa de rentabilidad de proyecto, por lo que es más expresiva que la rentabilidad total. Por otro lado, las críticas que presenta este modelo son:

- Dificultad en el cálculo en comparación con el VAN.
- Inconsistencia de la TIR. En general esta ecuación proporciona “ n ” soluciones distintas, reales e imaginarias, despreciando estas últimas por carecer de sentido económico, pueden aparecer más soluciones reales rompiéndose el principio de univoquidad que todo criterio de media debe tener implícito.
- No es válido en la comparación de proyectos de inversión independientes en cuanto a rentabilidad y mutuamente excluyentes, si estos tienen diferente rentabilidad.

3.3.4.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

La dificultad para predecir con certeza los acontecimientos futuros hace que los valores estimados para los ingresos y costes de un proyecto no sean siempre los más exactos que se requirieran, estando sujetos a errores, por lo que todos los proyectos de inversión deben estar sujetos a riesgos e incertidumbres debido a diversos factores que no siempre son estimados con la certeza requerida en la etapa de formulación, parte de los cuales pueden ser predecibles y por lo tanto asegurables y otros sean impredecibles, encontrándose bajo el concepto de incertidumbre (Pérez, et al., s.f).

Un tipo de análisis que sirve para determinar las variaciones de un indicador económico o financiero a partir de la modificación de las variables que lo determinan, pero **sin asociar una probabilidad de ocurrencia cuantificable** de tales variaciones, es el Análisis de Sensibilidad.

Se le llama análisis de sensibilidad (AS) al procedimiento por medio del cual se puede determinar cuánto se afecta, es decir, qué tan sensible es, por ejemplo, la TIR o el VAN ante cambios en determinadas variables de la inversión, considerando que las demás no cambian (Baca, 2006; Morales y Morales, 2009). La utilidad esencial de este análisis es conocer qué variable afecta en mayor medida el resultado de operación del proyecto de inversión.

Para realizar el análisis de sensibilidad es preciso identificar los factores que tienen más probabilidad de oscilar con respecto a su valor esperado, después se asignan valores por abajo y por arriba de este esperado y, sin realizar modificaciones a los demás elementos, se calculan nuevamente los valores de rendimiento, por el ejemplo en el caso del VAN.

Por ejemplo, en el caso de proyectos hidroeléctricos INEA (1997) proponer realizar análisis de sensibilidad respecto a:

- Energía suministrada
- Precio de venta
- Tasa de descuento
- Gastos de inversión
- Vida útil
- Costes de mantenimiento y de reparación
- Costes de personal
- Costes de administración

3.3.4.3. VALORACIÓN Y SELECCIÓN DE INVERSIONES EN CONDICIONES DE RIESGO

El riesgo de un proyecto es la variabilidad de los flujos de caja reales respecto a los estimados. El tratamiento del riesgo se realiza mediante varios métodos:

- **Métodos aproximados.** Cuantifican el riesgo explícitamente, midiéndolo de forma subjetiva e incorporándolo a la cuantificación de la rentabilidad, a la cual corrigen en función del riesgo del proyecto. Dentro de estos métodos se encuentran, el ajuste de la tasa de actualización mediante una prima por riesgo y la reducción a condiciones de certeza de los flujos de caja del proyecto a evaluar.
- **Métodos estadísticos.** Consideran el riesgo explícitamente, mediante dos indicativos de la rentabilidad: Esperanza Matemática de la rentabilidad y el riesgo asociado a la misma Varianza o Desviación Típica de la Rentabilidad. La medida del riesgo puede realizarse a través de datos objetivos o subjetivos. Los métodos son:
 - **Método de Hillier:** Análisis de la función de densidad¹⁵ de la rentabilidad del proyecto a través de método analítico.
 - **Método de Hertz o de Simulación de Montecarlo:** Análisis de la función de densidad de la rentabilidad del proyecto a través de un método empírico.

¹⁵ La función de densidad es la que describe la probabilidad relativa de que la variable supere un determinado valor.

- Análisis de las decisiones secuenciales mediante árboles de decisión y árboles estocásticos.
- **Capital Asset Pricing Model (CAPM).** Modelo de equilibrio de activos financieros. Se determina la función que conecta a la rentabilidad requerida por los inversores con el riesgo asociado a su inversión.

Se trata de métodos de Análisis de Sensibilidad avanzados, en los cuales se utilizan teorías estadísticas para cuantificar no sólo las variaciones del indicador evaluado (TIR, VAN) sino que se asignan probabilidad de ocurrencia con el fin de establecer escenarios de mayor o menor incertidumbre y por tanto de mayor o menor riesgo.

En el caso de aprovechamientos hidroeléctricos uno de los métodos estadísticos más utilizados es el Método Hertz o de Simulación de Montecarlo, el cual se describirá en el siguiente apartado.

MÉTODO DE HERTZ: ANÁLISIS DE LA FUNCIÓN DE DENSIDAD A TRAVÉS DE UN MÉTODO EMPÍRICO

Partiendo del conocimiento de las funciones de densidad de cada una de las variables se construye un modelo del proyecto de inversión al definir las posibles relaciones entre estas variables para terminar la función de densidad de la rentabilidad de la inversión.

El método propuesto por Hertz (1964) utiliza las técnicas de simulación y se debe usar mediante herramientas informáticas. El análisis tiene tres etapas:

1. Determinar las variables explicativas de la rentabilidad. Cálculo del rango de valores para cada uno de los factores y dentro de cada rango asignar una probabilidad de ocurrencia de cada valor. En el caso de un proyecto hidroeléctrico, por ejemplo (Martínez y Serrano, 2004)
 - a. Precio de venta de la energía
 - b. Gastos de inversión
 - c. Costes de operación y mantenimiento
 - d. Producción anual de energía (año hidrológico tipo)
 - e. Duración de la inversión
2. Estimación de las funciones de densidad (o en su caso de las distribuciones de probabilidad) de las variables anteriores. Se definirán todas las variables explicativas de la rentabilidad mediante constantes (supuesto que no incorporen riesgo a la rentabilidad) para casos continuos y funciones de probabilidad (o probabilidad acumulada).
3. Determinar las interdependencias entre las distintas variables explicativas de rentabilidad. Se realiza la modelización del funcionamiento del proyecto de inversión.
4. Simulación de una situación real mediante ordenador y el método Montecarlo. Reiterar el paso anterior repetidas veces para obtener las probabilidades de ocurrencia de los valores posibles del indicador. Basado en esto, calcular el valor esperado y las probabilidades de ocurrencia de ciertos rangos de indicador seleccionados.

La rentabilidad de un proyecto de inversión es función de un conjunto de valores, compuesto por un valor por cada variable explicativa de esta rentabilidad, y que en principio serán desconocidos por cuanto que lo disponible son sus funciones de densidad o probabilidad.

Para cada sistema de valores simulados se determinará una rentabilidad simulada con ayuda de la TIR.

En general, el mayor problema que se tiene en la resolución del Método de Montecarlo es el de reconocer cuál de las distribuciones de densidad mejor se ajustan al modelo.

Muchas variables aleatorias continuas presentan una función de densidad cuya gráfica tiene forma de campana, es decir la función de densidad Normal o de Campana de Gauss.

Por ejemplo, usando la simulación se puede obtener la distribución de frecuencia o histograma de los distintos VAN para distintas alternativas, de lo que se puede obtener respuesta a preguntas como, cuál es el proyecto con más riesgo, o distintos VAN para distintas suposiciones de inversiones, es por lo que se puede obtener que no siempre los proyecto con mejor VAN son los mejores, porque puede llevar consigo mayor riesgo.

De esta forma se observan reducciones de rentabilidad de proyectos debido a la variación de las suposiciones en las que se basaron en los Estudios de Viabilidad para obtener las producciones (beneficio) de los proyectos analizados, ya que los índices tradicionales de rentabilidad (VAN, TIR, PAY-BACK) no tienen en cuenta la flexibilidad que proporcionan los proyectos de inversión durante su horizonte temporal por la componente estratégica que lleva implícita.

En muchas situaciones en las que existe incertidumbre de hechos es difícil (casi imposible) poder conocer el comportamiento futuro del proyecto. Es por ello que se hace necesario crear un modelo analítico que pueda aportar información de los hechos acaecidos y obtener una previsión de comportamiento futuro.

3.3.5. PROCEDIMIENTO GENÉRICO PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO

No existe un procedimiento estándar para determinar la viabilidad de un proyecto hidroeléctrico desde el punto de vista económico y financiero, ya que dependerá del desarrollador el alcance final que quiera hacer del análisis y de la etapa en que se encuentre el proyecto. Para cada etapa del desarrollo suelen hacerse evaluaciones cada vez más precisas, conforme los estudios se realizan con un mayor grado de detalle.

Así, para la **etapa de reconocimiento** bastará con categorizar los proyectos a partir de índices de costes, tales como el precio unitario por kilovatio (ej.US\$/kW), y a partir de este dato comparar con valores publicados a nivel local o internacional para establecer si dicho precio unitario está dentro de un rango razonable para la continuidad en el desarrollo.

En la **etapa de prefactibilidad**, donde se han realizado presupuestos más detallados a partir de estimaciones preliminares de cantidades de obra, podrá calcularse además de los índices de coste, la ratio Gastos de Inversión/Ingresos Anuales, valor similar al Payback que indica el número de años en que se recuperaría la inversión sin tomar en cuenta los flujos de caja precisos a lo largo de la vida de la central. Esta ratio es posible ya que se han calculado producciones energéticas preliminares, ya sea en base a estudios hidrológicos iniciales o a aforos de corta

duración. Además, los índices y ratios calculados servirán para decidir, dentro del mismo proyecto, el esquema que podrá tener finalmente la central (ubicación de la toma, trazado previo de las conducciones, ubicación de la sala de máquinas, entre otras variables.).

Para la **etapa de factibilidad** el análisis es más crítico ya que es el último paso para determinar la viabilidad definitiva de la central antes de realizar los diseños finales. Es en esta etapa donde los condicionantes técnicos determinan por su parte la viabilidad de la central, realizando por ejemplo estudios avanzados de geotecnia o de interconexión de la central, y es entonces cuando el análisis económico y financiero adquiere mayor relevancia. En esta fase los presupuestos tienen una precisión de $\pm 15\text{-}25\%$ (Gordon, 1989), y se conocen con un mayor grado de detalle otras variables del análisis como el precio de venta de la energía (dada su mayor cercanía en el tiempo a la puesta en marcha), condiciones de financiación (tasa de interés, plazos, apalancamientos estimados, subvenciones) y tiempo estimado de construcción entre otras. Por tanto, el análisis económico y financiero se convierte en una herramienta de decisión tanto para seleccionar uno entre varios esquemas dentro del mismo proyecto, como para finalmente calcular la rentabilidad esperada por el promotor. Esto último hace que el análisis incluya el cálculo de indicadores como el Payback, la TIR y el VAN como mínimo, para posteriormente realizar análisis de sensibilidad ya sea a una o más variables, así como otra serie de cálculos necesarios para la toma de decisiones (Simulaciones Montecarlo, por ejemplo).

En la **etapa de ingeniería de proyecto** el análisis económico y financiero servirá generalmente para precisar aún más los indicadores de rentabilidad y no tanto como una herramienta de decisión. No obstante, el desarrollador podrá prescindir de continuar con la construcción en caso que algunas de las variables más sensibles hayan cambiado entre la etapa anterior y la actual, principalmente aquellas ligadas al precio de venta de la energía. Este no es el caso general, ya que el Estudio de Factibilidad suele servir para la negociación de contratos de compra-venta de energía (PPA¹⁶), así como para la solicitud de financiación y subvenciones.

3.3.5.1. ETAPA DE RECONOCIMIENTO

El análisis comprende principalmente la estimación del índice de costes de los proyectos evaluados, esto es, el valor unitario por unidad de potencia del proyecto (ej. US\$/kW). Una vez encontrado este valor se comparará con referencias locales o internacionales. En este último caso, existen diferentes estudios publicados al respecto como se muestra en la Figura 19 (IRENA, 2012). En un estudio que comprendió el análisis de costes de 2.155 proyectos hidroeléctricos en los Estados Unidos totalizando 43 GW, se calculó que tenían un coste promedio de US\$ 1.650/kW, con un 90% de los proyectos presentando un coste por debajo de US\$ 3.350 /kW (Hall, et al., 2003). En otro estudio (Lako et al., 2003), 250 proyectos a nivel mundial con una capacidad total de 202 GW presentaron un coste promedio de sólo US\$ 1.000/kW, con 90% de ellos mejores o iguales que US\$ 1.700/kW.

¹⁶ PPA: Power Purchase Agreement

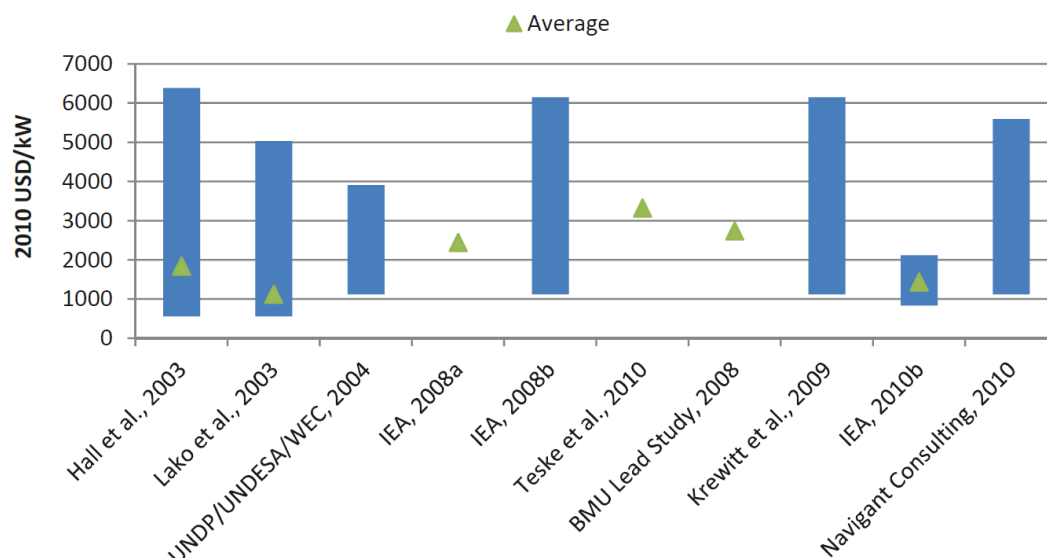


Figura nº 19: Resumen de costes unitarios de centrales hidroeléctricas de acuerdo a diferentes estudios.
Fuente: IRENA, 2012

El monto total de inversión en una central hidroeléctrica puede variar significativamente dependiendo del sitio, el diseño, así como del coste de los materiales y mano de obra. De acuerdo a IRENA (2012), los costes de centrales hidroeléctricas de gran escala típicamente varían de entre US\$ 1.000/kW y US\$3.500/kW. En el caso de minicentrales, el coste por kW tiende a decrecer cuanto más grande sea el salto del aprovechamiento y la capacidad instalada. Sin embargo, la relación entre capacidad instalada y los costes específicos de inversión es fuerte independientemente del salto. Las economías de escala para saltos mayores a 25 a 30 metros son modestas como se observa en la Figura 20.

En el Reino Unido, centrales de entre 1MW y 7MW están en el rango entre US\$ 3.400/kW y US\$ 4.000/kW (Crompton, 2010). Sin embargo, centrales de menos de 1MW pueden tener costes significativamente más altos. El rango puede variar entre US\$ 3.400 y US\$ 10.000/kW e incluso más para pico-centrales hidroeléctricas.

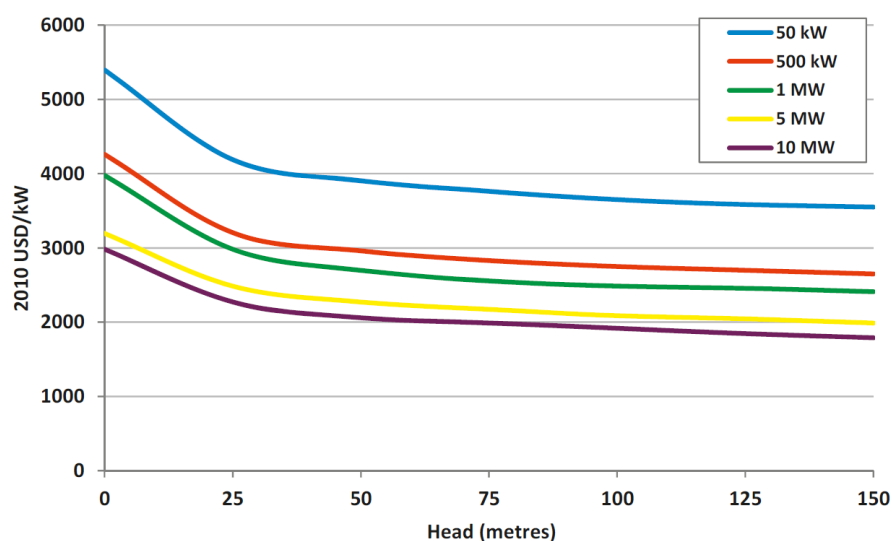


Figura nº 20: Costes de inversión en función de la capacidad instalada y el salto. Fuente: IRENA, 2012

Datos de minicentrales hidroeléctricas en países en vías de desarrollo obtenidos por IRENA/GIZ¹⁷ revelan datos similares a los del Reino Unido, como se observa en la Figura 21, si bien sugieren que las minicentrales de mayor capacidad tienen costes específicos aún menores.

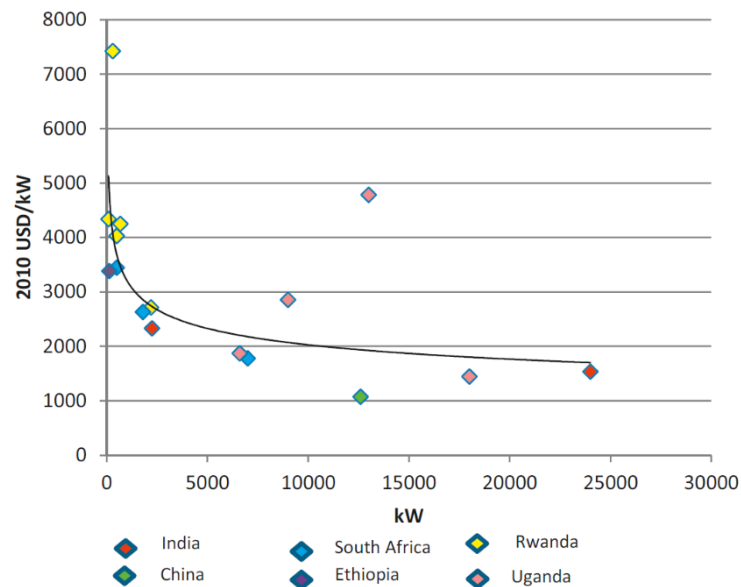


Figura nº 21: Costes específicos de minicentrales en países de desarrollo por capacidad instalada. Fuente: IRENA, 2012

3.3.5.2. ETAPA DE PREFACTIBILIDAD

En esta etapa suele calcularse la ratio Gastos de Inversión/Ingresos por Venta de Energía, el cual representa el tiempo aproximado que tarda en recuperarse la inversión. La fórmula es la siguiente:

$$RATIO = \frac{C}{C_{ener}}$$

Donde,

RATIO= Tiempo aproximado en que tarda en recuperarse la inversión (años)

C= Inversión inicial (Unidad monetaria)

C_{ener} = Ingresos por Venta de Energía (Unidad monetaria/año)

Los Gastos de Inversión es la suma del presupuesto del proyecto más los costes indirectos como costes para el desarrollo (estudios, ingeniería, terrenos, entre otros), imprevistos, licencias y demás, los cuales se engloban generalmente como un tanto por ciento del valor del presupuesto. Para este fin suele utilizarse un sobrecoste del 40%.

Los Ingresos por Venta de Energía se calculan a partir del precio estimado de la energía para la venta (US\$/kWh) multiplicado por la producción esperada de la central (kWh).

¹⁷ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional)

3.3.5.3. ETAPA DE FACTIBILIDAD E INGENIERÍA DE PROYECTO

En esta etapa los indicadores principales a calcular son la TIR, el VAN y el Payback. A continuación, se describen los cálculos necesarios para desarrollar el modelo que contendrá las variables necesarias para la determinación de estos indicadores con un grado aceptables de detalle. Cabe hacer notar que los modelos comúnmente utilizados suelen hacer las siguientes asunciones (NRC, 2005):

- El año de la inversión inicial se considera el año 0
- Los costes y créditos son en moneda del año 0, por tanto, la inflación (o el escalamiento) se aplica a partir del año 1
- Los flujos de caja se calculan al final de cada año

PAGOS DE LA DEUDA

Los pagos de deuda representan un flujo regular de gastos por un período determinado de tiempo (conocido como Plazo de Deuda). Los pagos anuales de la deuda (D) se calculan con la siguiente fórmula:

$$D = Cf_d \frac{i_d}{1 - \frac{1}{(1 + i_d)^{N'}}$$

Donde,

C = Gastos de Inversión

f_d = ratio de deuda (la fracción de la Inversión inicial que se financia)

i_d = tasa de interés efectiva anual de la deuda

N' = plazo de deuda

A su vez los pagos de deuda están compuestos en el pago de capital ($D_{p,n}$) y el pago de intereses ($D_{i,n}$):

$$D = D_{p,n} + D_{i,n}$$

Ambos varían de año a año y se calculan de acuerdo a las condiciones del préstamo.

FLUJOS DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS

El cálculo de flujos de caja se realiza de manera anual, y se compone de todos los gastos e ingresos estimados para el proyecto. En este punto los valores resultantes son antes de impuestos.

• DESEMBOLSOS (OUTFLOWS)

Para el año cero, el desembolso, a veces denominado erróneamente Coste o Gasto, ($C_{out,0}$) es la parte de los Gastos de Inversión que aportan los accionistas, también llamada *equity* (asimilable

a capital o figuras contables similares). Debido a que son fondos directamente pagados al proyecto, los mismos no se consideran en el cálculo de la deuda.

$$C_{out,0} = C(1 - f_d)$$

En los años subsiguientes los desembolsos, previo al pago de impuestos ($C_{out,n}$) se calculan de la siguiente manera:

$$C_{out,n} = C_{O\&M}(1 + r_i)^n + D + C_{per}(1 + r_i)^n$$

Donde,

$C_{O\&M}$ =Costes de Operación y Mantenimiento

D =Pago de la deuda

C_{per} =costes periódicos y créditos considerados

r_i = Tasa general de inflación

n =año

Los Costes de O&M se suelen calcular como un porcentaje de los Gastos de Inversión por kW instalado por año. Valores de entre 1% y 4% se consideran típicos. La Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés) considera valores de 2.2% para grandes centrales hidroeléctricas y de entre 2.2% a 3% para proyectos de menor escala, para un promedio global de 2.5% (IEA, 2010c). No obstante, estos valores no consideran trabajos mayores como el reemplazo de equipo electromecánico, por ejemplo. La ventaja de las centrales hidroeléctricas es que estos trabajos no suelen ser frecuentes ya que la vida útil del equipo electromecánico puede alcanzar los 30 años.

Estudios recientes indican que los Costes promedio de O&M rondan los US\$ 45/kW/año para proyectos de gran escala, y US\$ 52/kW/año para minicentrales hidroeléctricas (Ecofys et al., 2011). Estos valores son consistentes con datos recopilados por IRENA y GIZ en minicentrales ubicadas en países en vías de desarrollo como se muestra en la Figura 22.

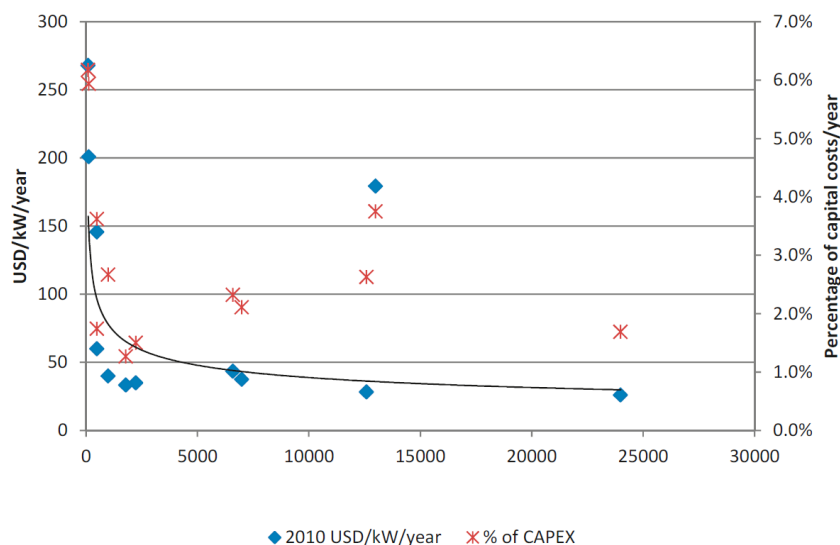


Figura nº 22: Costes de Operación y Mantenimiento en minicentrales en países en vías de desarrollo.
Fuente: IRENA, 2012

• INGRESOS (INFLOWS)

Los ingresos antes de impuestos ($C_{in,n}$) se calculan mediante la siguiente fórmula:

$$C_{in,n} = C_{ener}(1 + r_e)^n + C_{capa}(1 + r_i)^n$$

Donde,

n = año

C_{ener} = Ingresos por venta de energía

C_{capa} = Ingresos por potencia instalada

r_e = Tasa de inflación en el sector energía (tasa de escalamiento de los precios de la energía)

r_i = Tasa general de inflación

Podrían existir ingresos adicionales que deberán añadirse en los años respectivos en caso de que estos existieran. Estos ingresos pueden ser por subvenciones, venta de créditos de carbono o por incentivos a las energías renovables. Además, al final de la vida útil de la planta deberá añadirse el valor residual de la misma en el año correspondiente.

• FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS

El flujo de caja antes de impuestos (C_n) para el año n es la diferencia entre los ingresos y los gastos:

$$C_n = C_{in,n} - C_{out,n}$$

DEPRECIACIONES

La depreciación de los activos de la central se utiliza para el cálculo de impuestos de cada año, y por tanto también para el de indicadores financieros después de impuestos. La depreciación no se considera un gasto como tal, es importante únicamente porque reduce la cantidad de ingresos sujetos a impuestos (Brealey and Myers, 2011). La forma de calcular la depreciación dependerá de la legislación local, existiendo métodos como Depreciación en Línea Recta o por Saldo Decrecientes.

IMPUESTOS (INCOME TAXES)

Los impuestos se calculan sobre los ingresos anuales netos sujetos a impuestos, a partir de tasas definidas de acuerdo a la legislación tributaria local. En general se utiliza una ecuación del siguiente tipo:

$$T_n = tI_n$$

Donde,

T_n = Impuestos a pagar en el año n

t = tasa de impuesto considerada

I_n = ingresos anuales netos en el año n

Los ingresos netos desde el año uno en adelante se calculan de la siguiente manera:

$$I_n = C_n + D_{p,n} - CCA_n$$

Donde,

C_n = flujo de caja antes de impuestos

$D_{p,n}$ = pago de capital de la deuda

CCA_n = valor de los activos depreciados

En el tema de impuestos el modelo puede albergar variantes de acuerdo a las condiciones impositivas locales tales como el tratamiento fiscal de pérdidas (ingresos netos negativos). Por tanto, se deberá consultar la legislación pertinente para incluir estos aspectos.

FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS

Considerando el Flujo de Caja antes de Impuestos, la depreciación de activos, los impuestos y demás tratamientos fiscales, el Flujo de Caja Después de Impuestos se calcula de la siguiente manera:

$$\widetilde{C}_n = C_n - T_n$$

Donde,

C_n = Flujo de Caja antes de Impuestos en el año n

T_n = Impuestos a pagar en el año n

INDICADORES FINANCIEROS

A continuación, se enumeran los principales indicadores financieros del proyecto y su fórmula de cálculo a partir de la nomenclatura antes expuesta.

- **TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

El procedimiento para el cálculo de la TIR estriba en definir la tasa de interés que anula la suma de movimientos de fondos actualizados al momento inicial del proyecto. Es decir, se resuelve la siguiente ecuación:

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1 + TIR)^n}$$

Donde,

N = período de estudio

C_n = Flujo de caja para el año n

El flujo de caja en el año cero será el *equity* (capital) menos posibles subvenciones que haya tenido el proyecto. Dependiendo de si los flujos de caja son antes o después de impuestos así también será la TIR del proyecto. Es importante diferenciar la TIR del proyecto con la TIR del Promotor. En primera instancia se calcula la Tasa Interna de Retorno a partir de la totalidad de los fondos, tanto los aportados por el promotor como los aportados por la entidad que financia parte de los gastos de inversión. En segundo lugar, se puede calcular la TIR del Promotor tomando en cuenta únicamente el *equity* aportado.

En cuanto al período de estudio Goldsmith (1993) establece que el mismo puede determinarse de tres maneras:

- **Caso 1. El período de estudio es igual a la vida útil más larga de los activos del proyecto.** En el caso de proyectos hidroeléctricos es conocido que la obra civil tiene un período de vida útil más largo que los equipos electromecánicos, por tanto, en este primer caso se trata de utilizar como periodo de estudio la vida útil de la obra civil. La principal característica de este primer caso es que el final del período de estudio coincida exactamente con el final de la vida útil de ambos componentes (obra civil y electromecánica) con lo cual el valor residual de ambos es cero. Por tanto, la vida útil del equipo electromecánico suele ser un múltiplo de la de las obras civiles. Si consideramos que la vida útil de las obras civiles es 50 años y la del equipo electromecánico de 25, al final del período de estudio (50 años) ambos activos tendrían un valor residual de cero. El comportamiento de los flujos de caja estará bastante influenciado por la inversión en el año 25 de nuevos equipos, así como por las depreciaciones calculadas a lo largo del período de estudio.
- **Caso 2. El período de estudio es, otra vez, igual a la vida útil más larga de los activos del proyecto.** La diferencia con el Caso 1 radica en que, por ejemplo, el fabricante de los equipos electromecánicos garantice una vida útil de 30 años. En este caso se tendría al final del período de estudio un valor residual del equipo electromecánico distinto de cero, lo cual influiría en los flujos de caja y en los indicadores financieros finalmente calculados. De igual forma, el flujo de caja contendrá la inversión en el año 30 en nuevos equipos electromecánicos.
- **Caso 3. El período de estudio es igual a la vida útil más corta de los activos del proyecto.** En este caso ambos activos, obras civiles y electromecánicas, tienen valores residuales que deberán ser tomados en cuenta en los flujos de caja. Este caso suele ser más realista en cuanto a que se consideran las vidas útiles “reales” de los activos y no se requiere la consideración de una nueva inversión en equipos nuevos.

En la práctica el período de estudio suele estar entre 20 y 30 años, no obstante, podrán variar de acuerdo a situaciones especiales tales como proyectos BOT¹⁸ (Build-operate-transfer).

¹⁸ Según el modelo BOT, el sector privado tiene la obligación de financiar, diseñar, construir, operar, mantener y manejar la obra, y después de un período definido de concesión, traspasar dicha obra gratis al gobierno (Ngee et al., 1997 citado por Loforte, 2001)

- **PAYBACK (SP)**

En resumen, es el número de años que el flujo de caja (excluyendo el pago de la deuda) es igual a los gastos de inversión.

$$SP = \frac{C}{(C_{ener} + C_{capa}) - (C_{O\&M})}$$

Donde,

C = Gastos de Inversión

C_{ener} = Ingresos por venta de energía

C_{capa} = Ingresos por potencia instalada

- **PRIMER AÑO DE FLUJO DE CAJA POSITIVO (N_{PCF})**

Como su nombre lo indica es el primer año en el cual se presenta un flujo de caja positivo y se calcula resolviendo la siguiente ecuación:

$$0 = \sum_{n=0}^{N_{PCF}} \widetilde{C}_n$$

Donde $\widetilde{C}_n$ es el flujo de caja después de impuestos en el año n

- **VALOR ACTUAL NETO (VAN)**

Se calcula con la siguiente fórmula.

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{\widetilde{C}_n}{(1+k)^n}$$

Donde,

N = período de estudio

k = Tasa de descuento

- **RATIO BENEFICIO-COSTE (B-C)**

La ratio beneficio-coste, B-C, es una expresión de la rentabilidad relativa del proyecto. Se calcula como una ratio entre el valor presente de las ganancias anuales menos los costes anuales dividido por el *equity* del proyecto.

$$B - C = \frac{VAN + (1 - f_d)C}{(1 - f_d)C}$$

Donde,

f_d = ratio de deuda (la fracción de la Inversión inicial que se financia)

C = Gastos de Inversión

- **RATIO DE SERVICIO DE COBERTURA DE DEUDA (DEBT SERVICE COVERAGE RATIO– DSCR)**

El ratio de servicio de cobertura de deuda $DSCR$ es la razón entre los beneficios del proyecto dividido por los pagos de la deuda. Este valor refleja la capacidad del proyecto de generar efectivo para el pago de la deuda. El DSCR se calcula para cada año durante el plazo de duración de la deuda. Así, el $DSCR_n$ para el año n se calcula dividiendo los ingresos netos (flujo de caja antes de la depreciación, pago de deuda e impuestos) por el pago de la deuda (capital más intereses):

$$DSCR_n = \frac{\max(C_n + D, COI_n - \widetilde{C}_0)}{D}$$

Donde,

C_n = Flujo de Caja antes de Impuestos en el año n

COI_n = Ingresos acumulados para el año n , definido como:

$$COI_n = \sum_{i=0}^n \widetilde{C}_i$$

- **RATIO DE COBERTURA DE INTERESES (INTEREST COVERAGE RATIO – ICR)**

Es una ratio utilizado para determinar la facilidad con que una empresa puede pagar los intereses de la deuda pendiente. La ratio de cobertura de intereses se calcula dividiendo los ingresos de una empresa antes de intereses e impuestos de un período, por los intereses de la deuda para ese mismo período.

$$ICR = \frac{C_n}{D_{i,n}}$$

Donde,

C = Gastos de Inversión

$D_{i,n}$ = Intereses del período

3.4. EL MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA

3.4.1. ANTECEDENTES

El sector eléctrico guatemalteco inicia su historia en 1870 con la construcción de hidroeléctricas para el suministro eléctrico en algunos municipios (ANG, s.f.). En los años 30 del siglo pasado se crea la primera empresa estatal de electricidad llamada “Santa María” y la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA), la cual obtiene una concesión de proporcionar energía eléctrica a los municipios de Guatemala y Sacatepéquez, misma que finaliza en 1972.

En 1959 se crea el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), al cual se le otorga el monopolio del sector eléctrico, adquiriéndose posteriormente plantas de generación privada para su integración a dicho monopolio.

En 1973 EEGSA se nacionaliza y se inician los estudios de tres grandes hidroeléctricas: Chixoy, Xalalá y Chulac.

En los años 80 se implementa un sistema de financiación basado en préstamos externos para el subsidio de la tarifa, para luego trasladarlos a deuda pública. La generación se basa en energía producida por hidroeléctricas. La última gran inversión en proyectos de generación se realiza en 1983, y los proyectos Xalalá y Chulac no se llevan a cabo.

En los años 90 el déficit de las empresas públicas debido a la falta de financiación se hace insostenible. La falta de inversión en el sector eléctrico y la creciente demanda hace que se programen cortes de suministro eléctrico a nivel nacional. Debido a lo anterior se realiza una primera reforma del sector eléctrico permitiendo la inclusión de generadores privados.

Debido a los buenos resultados obtenidos con la inclusión de generadores privados, Guatemala decide modernizar el sector eléctrico emitiendo la Ley General de Electricidad (1996) para abrir las puertas al sector privado no sólo a la generación sino en otras actividades del sector, como distribución y comercialización.

3.4.2. SUB SECTOR ELÉCTRICO EN GUATEMALA

El subsector eléctrico en Guatemala conjuntamente con el subsector hidrocarburos conforman el sector energético. La administración de estos subsectores le corresponde al Ministerio de Energía y Minas, cuentan con un marco de política, un marco institucional, un marco regulatorio y una infraestructura para el efecto (MEN, s.f).

El subsector eléctrico es el encargado del suministro de energía eléctrica en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio, estando integrado por los siguientes componentes:

3.4.2.1. MARCO DE POLÍTICA ELÉCTRICA

El marco de política eléctrica representa la base fundamental del desarrollo del subsector eléctrico. Este marco define los principios y las directrices que deberán considerarse al realizar

toda acción (institucional, regulatoria o evolutiva del mercado eléctrico y del sistema eléctrico, pública o privada, subsidiaria o empresarial), con la finalidad de fortalecer al subsector eléctrico.

3.4.2.2. MARCO INSTITUCIONAL

El marco institucional del subsector eléctrico está constituido por las entidades consignadas en la Ley General de Electricidad, es decir: el Ministerio de Energía y Minas – MEM (ente rector), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE (ente regulador) y el Administrador del Mercado Mayorista – AMM-, (ente operador del sistema eléctrico y mercado eléctrico) encargado de coordinar las transacciones entre los agentes y participantes del Mercado Mayorista de Electricidad.

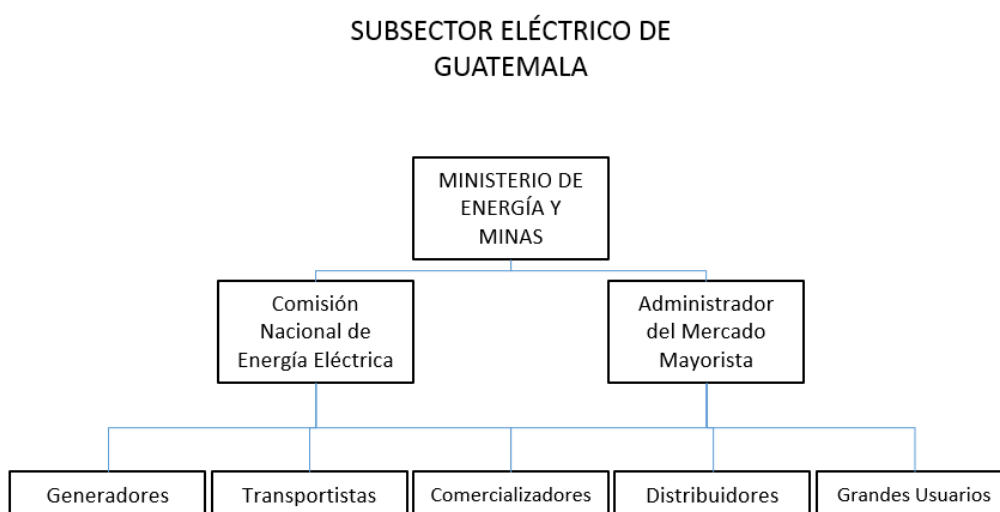


Figura nº 23: Esquema del Subsector Eléctrico de Guatemala. Fuente: Elaboración propia basado en MEM, s.f.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el órgano rector del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al sector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. Asimismo, le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos y a la explotación de los recursos mineros. Sus principales funciones son:

- Ejercer la Rectoría del subsector eléctrico.
- Aplicar la Ley y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.
- Formular las políticas, estrategias, programas y proyectos eléctricos, tendientes a coadyuvar a la sustentabilidad social, económica y ambiental del país. Formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico.
- Otorgar las autorizaciones para el uso de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras y la prestación de servicios de transporte y de distribución final de electricidad y la constitución de servidumbres.
- Elaborar los informes de evaluación socioeconómica para otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública.
- Facilitar la realización de las diversas actividades, especialmente las inversiones públicas y privadas, dentro del ámbito de la gestión social y ambiental.

- Promocionar el uso de las energías renovables y las tecnologías limpias.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es el Regulador que crea condiciones propicias y apegadas a la ley para que las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica sean susceptibles de ser desarrolladas por toda persona individual o jurídica que desee hacerlo, fortaleciendo este proceso con la emisión de normas técnicas, precios justos, medidas disciplinarias y todo el marco de acción que permita, a los empresarios y usuarios, condiciones de seguridad y reglas de acción claras para participar con toda propiedad en el subsector eléctrico. La CNEE es legalmente adscrita al MEM, pero se considera un organismo con independencia funcional para el ejercicio de sus funciones.

Las principales funciones de la CNEE son:

- Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores;
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias;
- Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo con la presente ley, así como la metodología para su cálculo;
- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando estas no hayan llegado a un acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas;
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo con lo dispuesto en esta ley y su reglamento.

En el artículo 44 de la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96) se crea el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), una entidad privada, sin fines de lucro, cuyas funciones son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo coste para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

Además de las funciones anteriores, el AMM debe realizar las siguientes actividades:

- Garantizar la seguridad del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de energía eléctrica y el suministro, así como minimizar los costes mayoristas en el Mercado de Oportunidad.
- Prever y programar eficientemente el funcionamiento del Mercado Mayorista y del SNI.
- Realizar la valorización de las transacciones, pagos y cobros a los Agentes de manera transparente.

- Operar en el Sistema Nacional Interconectado y administrar el Mercado Mayorista con objetividad y máxima transparencia dentro de las reglamentaciones del Mercado Mayorista.
- Velar por la obtención de la máxima eficiencia en el uso de los recursos

3.4.2.3. MARCO REGULATORIO

El marco regulatorio está Integrado por el ordenamiento jurídico que rige las actividades del subsector eléctrico, es decir: la Ley General de Electricidad, sus Reglamentos y modificaciones, la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y su Reglamento, los acuerdos ministeriales emitidos por el MEM, y las normas y resoluciones emitidas por la CNEE y el AMM.

El marco legal que proporciona las bases sobre las cuales se rige el subsector eléctrico son las siguientes (ARECA, 2012):

- Ley General de Electricidad; Decreto 93- 96 del Congreso. Esta es la ley primordial en materia de electricidad. Establece que tanto la generación como la transmisión, distribución y comercialización de electricidad son libres. Establece además que son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, los cuales están sujetos a autorización.
- Reglamento de la Ley General de Electricidad; Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas (el número 68-2007)11. Normaliza la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96).
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista; Acuerdo Gubernativo 299-98 y sus reformas (el número 69-2007). Define los principios generales del Mercado Mayorista, así como la organización, funciones, obligaciones y mecanismos de financiación del Administrador del Mercado Mayorista (ARECA, 2010).
- Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable; Decreto 52-03 Congreso. Esta ley promueve el desarrollo de proyectos de energía renovable y los incentivos fiscales, económicos y administrativos para lograr ese objeto.
- Reglamento a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto 211-2005. Reglamenta la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Decreto 52-03).
- Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, Decreto Número 68-86. De interés para la generación eléctrica, legisla los temas relacionados con el mantenimiento de la cantidad del agua para el uso humano y otras actividades, con sistemas líticos y edáficas, y con la conservación y protección de los sistemas bióticos (ARECA, 2009).
- Norma Técnica para la Conexión y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable, Resolución CNEE 171-2008. Establece las disposiciones que deben cumplir los Generadores Distribuidos Renovables (GDR) y los Distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.

- Acuerdos Gubernativos 244-2003 (requisitos), 211-2005 (incentivos), 657-2005(distribución de costes CE).
- Normas Técnicas (8), Normas de Coordinación Comercial (14) y Operativas (5).

La Ley General de Electricidad (LGE) es la ley fundamental en materia de electricidad y se sustenta a través de los principios que a continuación se detallan (ARECA, 2009):

- Se ordena la separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y se permite la participación de promotores privados en estas actividades.
- Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ningún ente de gubernamental, sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado se requerirá de la respectiva autorización del MEM, cuando la potencia de la central exceda de 5 MW. El plazo máximo de dicha autorización no podrá exceder los 50 años.
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público. El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad estarán sujetos a autorización.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, los cuales estarán sujetos a autorización.
- Designa al Ministerio de Energía y Minas (MEM) como ente rector del subsector eléctrico, y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como ente regulador.
- Define la figura del Administrador del Mercado Mayorista, a quien le corresponde además la función de despacho.
- Los generadores privados están facultados para participar en la exportación de energía.

3.4.2.4. MERCADO ELÉCTRICO

Es el instrumento en el cual se realizan las transacciones comerciales (compra y venta de potencia y energía eléctrica) del subsector eléctrico. La importancia de esta componente radica en que determina cuantitativamente la dimensión del sistema eléctrico. La composición del Mercado Eléctrico de Guatemala se ilustra en la Figura 24.

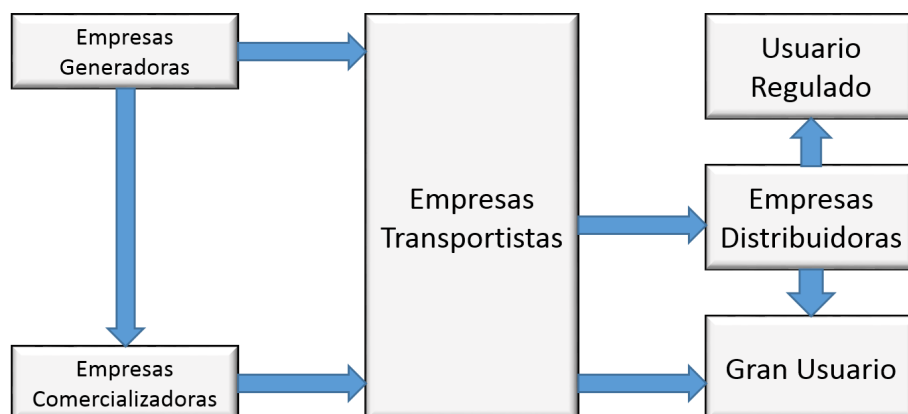


Figura nº 24: Esquema del Mercado Eléctrico en Guatemala. Fuente: Elaboración propia basado en MEM, s.f.

3.4.2.5. SISTEMA ELÉCTRICO

Representado por la infraestructura física que permite cumplir, tanto cualitativa como cuantitativamente, con el suministro de energía eléctrica, es decir: el sistema generador, el sistema de transporte (líneas de transmisión y subestaciones de potencia) y el sistema de distribución (líneas y subestaciones de distribución).

3.4.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO

El nivel de apertura en el sector eléctrico guatemalteco, se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha priorizado el libre acceso y la existencia de un sistema de precios que refleja equilibrios libres de oferta y demanda, debido a que en estos segmentos pueden darse condiciones efectivas de competencia (ARECA, 2009). En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales los precios son fijados por el ente regulador sobre la base de costes económicos eficientes. El Mercado de Energía Eléctrica está constituido por el Mercado Regulado y el Mercado Mayorista. Es competitivo en los segmentos de generación y comercialización. La generación es abierta a la participación de actores privados, lo mismo que la transmisión. Los precios de transmisión y distribución están regulados.

El **Mercado Regulado** está integrado de la siguiente manera:

- Por el lado de la demanda: Todos aquellos usuarios con demanda de potencia menor a 100 kW, situados dentro del área geográfica cubierta por la distribuidora.
- Por el lado de la oferta: Distribuidoras autorizadas dentro de su zona de cobertura.

El **Mercado Mayorista** es el espacio donde sus agentes (Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores, Grandes Usuarios) realizan transacciones económicas en el Mercado Libre. Esta libertad es caracterizada por variables como:

- Riesgo
- Precios Competitivos
- Derechos y obligaciones por acuerdo de partes.

3.4.3.1. AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA

Los agentes del Mercado Mayorista son (AMM, s.f.): Generadores, Distribuidores, Transportistas y Comercializadores. Además de los agentes, se definen también a los Grandes Usuarios. Cualquier agente y gran usuario es llamado en general: Participante.

Para poder ser Agente o Gran Usuario del Mercado Mayorista se debe cumplir con los siguientes requisitos básicos:

- Generadores. Potencia máxima de por lo menos 5 MW.
- Distribuidores. Tener por lo menos 15,000 usuarios.
- Transportistas. Potencia firme conectada de por lo menos 10MW.
- Comercializadores. Comprar o vender bloques de energía asociada a una potencia firme de al menos 2MW.
- Grandes Usuarios. Demanda máxima de al menos 100 KW.

Los participantes del Mercado Mayorista tienen los siguientes derechos y obligaciones:

- Obligaciones
 - No realizar actos contrarios a la libre competencia.
 - Cumplir con las normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
 - Obedecer las instrucciones de operación del Administrador del Mercado Mayorista.
 - Instalar y mantener en buenas condiciones los equipos de medición que le sean requeridos por el AMM.
 - Los consumidores deben tener contratos de potencia, que les permita cubrir sus requerimientos de demanda firme.
- Derechos
 - Operar libremente en el Mercado Mayorista, de acuerdo a la ley.
 - Acceso a la información sobre modelos y metodología utilizados por el AMM para la programación y el despacho.

3.4.3.2. PRINCIPIOS DEL MERCADO MAYORISTA

Los generadores compiten por suministrar la energía. Son despachados en función de su coste variable, es decir, el coste que les representa suministrar un kilovatio-hora (kWh). El coste variable es declarado periódicamente y los generadores hidroeléctricos declaran un valor del agua (AMM, s.f).

Todos los participantes consumidores deben cubrir su demanda de potencia por medio de un contrato con un participante productor pagando un cargo por potencia. Esto permite cubrir los costes fijos (costes de inversión) de los generadores.

Existen tres tipos de mercado:

- Mercado de Oportunidad de la Energía
- Mercado a Término (contratos)
- Mercado de Desvíos de Potencia

En el Mercado de Oportunidad se realizan transacciones de energía al Precio de Oportunidad de la Energía, que es el máximo coste variable en que se incurre cada hora para abastecer un kWh adicional (coste marginal de corto plazo).

En el Mercado a Término los participantes pueden pactar libremente las condiciones de compraventa de potencia y energía a través de contratos. Poseer un contrato en el Mercado a Término, implica operar en el Mercado de Oportunidad para transar los saldos.

En el Mercado de Desvío de Potencia se compran los faltantes de los participantes productores que no puedan suministrar la potencia que tienen comprometida. Asimismo, en este mercado de compran los faltantes de los participantes consumidores que tienen una demanda mayor que la cubierta por contratos.

Gracias a la obligación que establece la regulación respecto a que la demanda de los Participantes Consumidores debe estar cubierta por contratos, la mayor parte de las transacciones en el Mercado Mayorista se efectúan en el Mercado a Término (CNEE, 2014). Debido a que en la operación del sistema se producen diferencias entre la energía respaldada por contratos y la energía efectivamente registrada, es que se cuenta con el Mercado de Oportunidad de la Energía como mecanismo de cierre para la energía.

En el Mercado a Término los Participantes del Mercado Mayorista acuerdan libremente mediante la suscripción de contratos, los precios y las cantidades de energía y/o potencia que van a transar. En el Mercado de Oportunidad de la Energía, se liquida la energía consumida que no resultó cubierta con contratos y la energía producida adicional a lo establecido en los contratos. La liquidación de la energía se efectúa al valor del Precio Spot.

Tal y como se muestra en la Figura 25 durante el 2013 el 81% del total de las transacciones de energía se efectuaron en el Mercado a Término y el 19% en el Mercado de Oportunidad de la Energía. En la Figura 26 se observa para cada uno de los meses del 2013 el porcentaje de la energía liquidada en el Mercado a Término versus el porcentaje de la energía liquidada en el Mercado de Oportunidad. Junio fue el mes en donde más energía se liquidó en el Mercado de Oportunidad con un 29.54% mientras que enero fue el mes en donde menos energía se liquidó en el Mercado de oportunidad con un 5.46%.

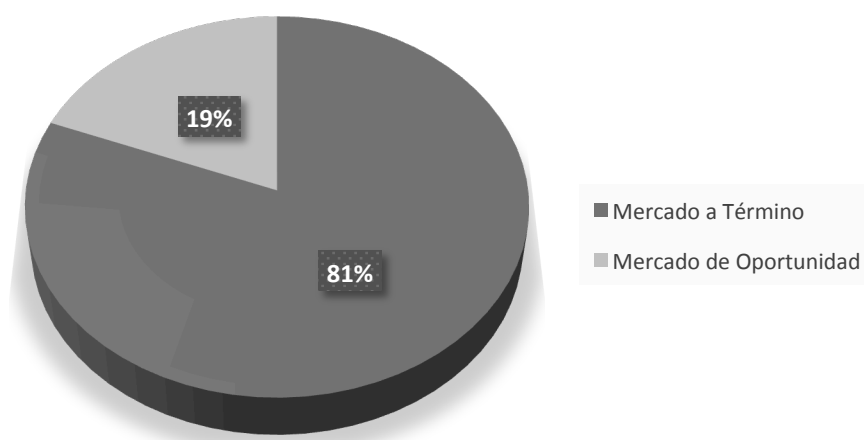


Figura nº 25: Porcentaje anual de transacciones de energía en mercado a término y mercado de oportunidad de la energía. Fuente: Elaboración propia basado en CNEE (2014).

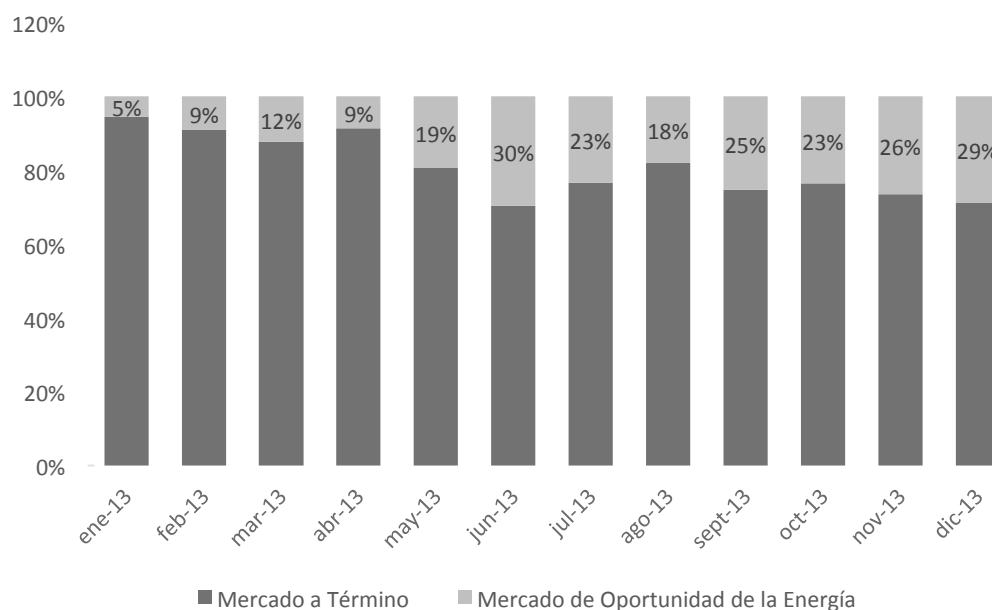


Figura n° 26: Transacciones de energía. Porcentaje mensual correspondiente al mercado a término y mercado de oportunidad de la energía. Fuente: Elaboración propia basado en CNEE (2014).

El Mercado Mayorista de Guatemala presenta las siguientes particularidades (ARECA, 2009):

- Basado en costes.
- Libre acceso a sistemas de Transmisión y Distribución, pagando el peaje correspondiente.
- Competencia en Generación y Comercialización.
- El precio de oportunidad de la energía refleja el coste marginal de corto plazo.
- Despacho económico, se optimizan costes variables, valor del agua, precios de contratos y precios de importaciones.
- Contratación obligada de potencia Demanda Firme.
- Precios Nodales (señal de localización de la generación y liquidación de pérdidas de energía).
- La expansión de la red de transporte se da por acuerdo entre partes o por consulta y licitación pública.
- Los servicios complementarios están sujetos a la competencia, previa habilitación para prestarlos.

Para adicionar nueva generación en contratos a término por parte de las distribuidoras debe realizar una licitación abierta por un período máximo de 15 años, la cual deberá iniciarse con un mínimo de 5 años de anticipación al suministro. Los términos de referencia son establecidos por la CNEE, y las bases de licitación elaboradas por el Distribuidor serán aprobadas por la CNEE. Los excedentes de potencia y/o energía se comercializan en el mercado de oportunidad.

3.4.3.3. PRECIO SPOT

El Precio Spot es uno de los parámetros más representativos en un mercado mayorista de electricidad, especialmente cuando el mercado funciona bajo un modelo de costes, debido a que representa su coste marginal. El coste marginal es el incurrido por la producción de una unidad adicional, que en un mercado mayorista de electricidad resulta en los dólares (USD) que cuesta

producir un megavatio-hora (MWh) en un determinado período para cubrir la demanda del sistema (CNEE, 2014).

A diferencia de un mercado de precios en donde los generadores pueden ofrecer libremente los precios a los que están dispuestos a generar energía, en un mercado de costes los generadores tienen que declarar sus costes de generación y el operador del mercado los convoca para generar en orden de mérito (del más barato al más caro). En los mercados en los que las condiciones de competencia están en desarrollo, tal y como lo es en países como Guatemala, en donde la cantidad de generadores y de tecnologías de generación disponibles no son suficientes para incentivar a que los precios ofertados tiendan a igualarse al coste marginal, se ha comprobado que funciona mejor un mercado basado en costes.

El Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala es un mercado de costes. Los costes que un generador puede declarar están acotados en lo que el artículo 44 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista establece. En tal sentido, los generadores térmicos pueden declarar sus costes de operación y mantenimiento, arranque y parada, eficiencia y coste del combustible. Por su parte, los costes que los generadores hidroeléctricos pueden declarar son los de operación y mantenimiento, con excepción de las centrales con embalses con capacidad de regulación anual para las cuales el operador les puede calcular su “valor del agua”. Los generadores basados en recursos renovables no hidráulicos pueden declarar como mínimo sus costes de operación y mantenimiento y los importadores de energía pueden declarar una metodología relacionada con las tecnologías de generación descritas anteriormente.

Los costes variables deben quedar reflejados en una metodología que tiene como vigencia el año estacional correspondiente, mismo que inicia el 1 de mayo y termina el 30 de abril. De las variables que contiene la metodología de costes variables, la única que puede ser actualizada semanalmente es la que representa el coste del combustible para las centrales térmicas y la energía semanal disponible para las hidroeléctricas con embalse de regulación anual.

Semanalmente el operador dispone de una lista de mérito para despachar conforme a ésta a las unidades generadoras que vaya requiriendo para cubrir las necesidades de potencia y energía del sistema. En la lista de mérito se ordena en primer lugar y como prioridad para el despacho a las unidades generadoras renovables y posteriormente a las unidades generadoras térmicas de la que tiene el coste variable más bajo a la que tiene el coste variable más alto.

El operador convoca a generar primero a las unidades generadoras renovables y después a las térmicas de la más barata a la más cara. Para cada hora, el Precio Spot lo establece la unidad generadora con el coste variable más alto que resultó generando durante esa hora en régimen de operación normal y por un lapso mayor a 15 minutos.

El Mercado Spot o Mercado de Oportunidad es el mecanismo de cierre para la energía, en él se liquida la compraventa de energía respecto a los contratos suscritos en el Mercado a Término. Si un Participante Consumidor no tiene cubierta toda su demanda de energía con un contrato, el faltante de energía será liquidado en el Mercado Spot. Se debe tomar en consideración que el no tener cubierta toda la demanda de energía por un contrato y cubrir un faltante de energía en el Mercado Spot presenta algunos riesgos:

- a. Si se produce una falla en el Sistema Nacional Interconectado –SNI–, el Administrador del Mercado Mayorista –AMM– puede convocar a unidades generadoras con un coste variable más alto con el consecuente incremento en el Precio Spot.

- b. Debido a que la mayor parte del tiempo las unidades generadoras que marcan el Precio Spot son unidades que utilizan como fuente primaria de energía derivados del petróleo, las variaciones en los precios internacionales del petróleo y sus derivados influyen directamente en los niveles del Precio Spot.
- c. Las indisponibilidades en el parque de generación repercuten en que posiblemente para abastecer la demanda, el AMM convoque a unidades de generación con costes variables más altos, por lo tanto, las indisponibilidades en el parque de generación tienden a elevar los niveles del Precio Spot.
- d. Si se incorpora nuevos participantes productores renovables o térmicos con costes variables eficientes, los niveles del Precio Spot pueden tender a una disminución.

En la Tabla 8 se resumen los precios promedio en el Mercado de Oportunidad desde 1999 hasta 2013. En la Figura 27 se observa como el precio se ha ido incrementando hasta 2012, debido principalmente a que la determinación del Precio Spot en una gran parte del año se hace en base a las plantas que utilizan hidrocarburos, lo cual hace que la variación (al alza) de los precios del petróleo repercutan directamente en dicho Precio Spot. Por otro lado, en 2013 se observa una disminución del precio en un 17.5% respecto a 2012. Esto se debe en parte a que iniciaron operaciones nuevas centrales generadoras con costes variables eficientes para el Sistema Nacional Interconectado, entre las que destaca la Central Generadora Magdalena Bloque 6 que aporta 49.6 MW y la Central Generadora Costa Sur que aporta 30.2 MW, ambas generan energía eléctrica a partir del carbón. Así mismo, se espera la entrada en operación de más centrales hidroeléctricas en los próximos años, por lo que la tendencia en el Precio Spot podría ser a la baja.

Tabla nº 8: Precio promedio mensual de la energía en el Mercado de Oportunidad (US\$/MWh)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Promedio
Enero	28.46	52.31	38.63	44.98	53.07	43.38	47.21	65.43	73.49	119.17	62.00	124.12	120.48	124.35	135.37	75.50
Febrero	36.73	54.31	33.59	37.32	60.61	44.22	49.77	68.59	72.48	117.32	69.88	124.76	129.72	157.36	145.48	80.14
Marzo	34.85	61.41	30.71	38.05	63.67	45.14	52.37	74.79	74.81	119.26	71.77	123.77	146.86	167.92	151.15	83.77
Abril	43.93	82.08	44.36	48.30	57.65	47.10	61.30	81.24	77.72	123.91	80.58	122.12	166.78	164.84	156.88	90.59
Mayo	59.27	70.96	52.58	55.34	64.26	49.86	90.38	92.87	96.54	138.29	107.39	121.93	189.92	176.06	153.75	101.29
Junio	58.67	54.21	41.13	47.91	53.99	50.18	89.74	79.39	97.08	138.50	109.39	111.76	182.20	141.46	134.08	92.65
Julio	42.44	56.75	50.07	54.91	51.95	46.87	55.55	78.67	109.64	129.51	107.73	95.74	119.90	129.38	120.92	83.34
Agosto	41.24	63.96	47.98	55.14	55.65	53.31	59.36	80.41	99.36	131.27	121.90	76.38	120.36	129.77	121.42	83.83
Septiembre	43.05	51.76	40.63	54.02	58.00	57.10	55.01	76.89	78.54	118.72	123.66	74.63	100.05	127.22	67.34	75.11
Octubre	40.29	58.47	42.90	52.48	58.85	49.09	49.48	75.51	81.86	109.37	134.23	77.53	91.67	139.23	91.30	76.82
Noviembre	53.66	43.60	48.97	52.72	53.71	51.32	68.91	76.72	102.56	123.13	126.95	96.16	113.70	157.34	81.62	83.40
Diciembre	46.74	37.46	37.95	58.99	46.15	47.99	66.89	72.64	111.71	77.83	123.45	98.92	109.26	143.66	92.38	78.13
Promedio	44.11	57.27	42.46	50.01	56.46	48.8	62.16	76.93	89.65	120.52	103.24	103.98	132.58	146.55	120.97	83.71

Fuente: Elaboración propia basada en CNEE, 2014

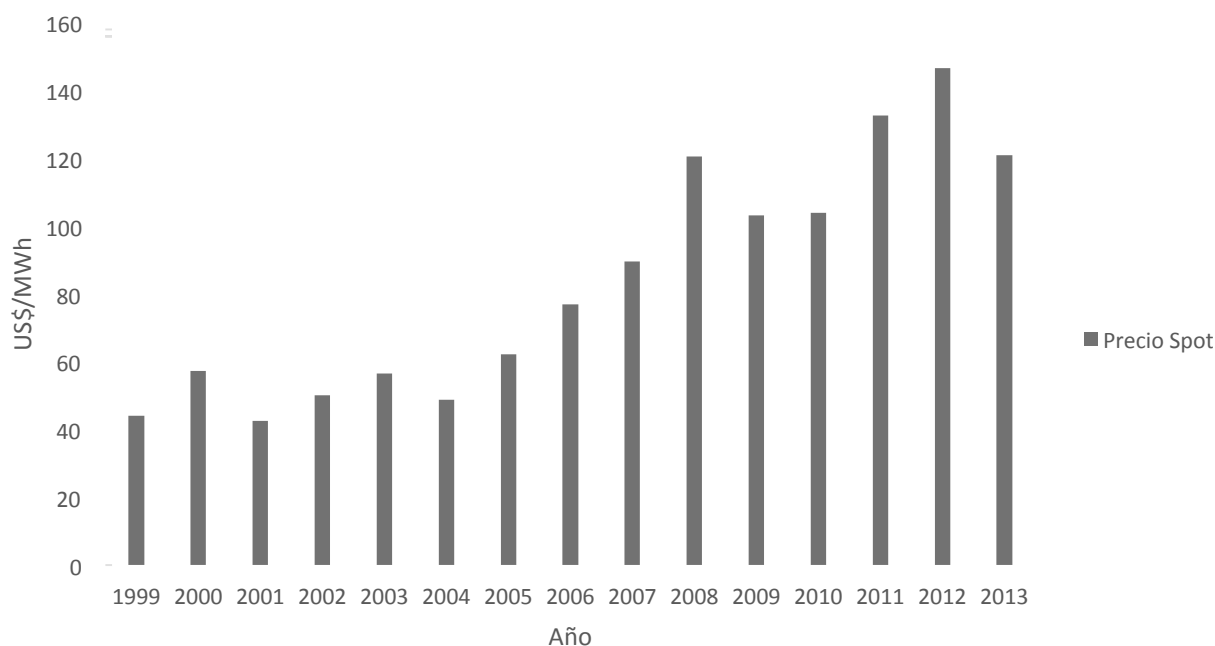


Figura nº 27: Precio promedio anual de la energía en el Mercado de Oportunidad. Fuente: Elaboración propia basado en CNEE, 2014

3.4.3.4. PRECIO DE GENERACIÓN EN LOS CONTRATOS A TÉRMINO (ARECA, 2009)

Siendo los contratos del tipo “Power Purchase Agreement” (PPA) figuras legales entre partes contratantes, su naturaleza es privada y por tanto no disponible en el dominio público del país. Sin embargo, existe algún nivel de información histórica sobre la tendencia de comportamiento de este tipo de contratos como la presentada en la Figura 28, que presenta una serie histórica de los montos pagados a la generación de diversos tipos de generadores para el periodo 1995-2007.

Los precios pagados a los generadores de energía eléctrica desde 1995 hasta el 2007 no incluyen precios de transmisión y distribución. La tendencia de los precios refleja las circunstancias del mercado guatemalteco como han sido los contratos de emergencia de finales de los años 90, la promoción de renovables y los aumentos de capacidad, la relación con los cogeneradores, el ingreso de plantas térmicas de carbón y la expectativa de la orimulsión, así como el aumento del coste de combustible más recientemente.

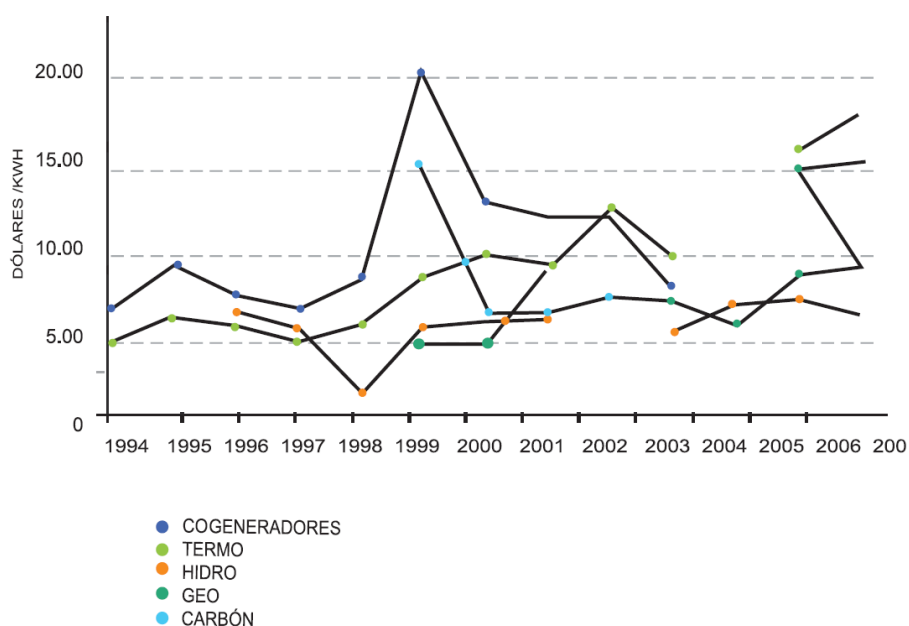


Figura nº 28: Evolución del precio promedio de la energía entregada en contrato a término por cogeneradores, autoproductores y generadores independientes. Fuente: ARECA, 2009

El precio promedio pagado a los generadores renovables durante dicho periodo ha oscilado históricamente entre US \$0,06-0,09/kWh.

A lo largo del tiempo se han presentado tres distintas generaciones de PPA's en el mercado guatemalteco, iniciándose en los años 90, durante periodos de crisis y déficits de oferta de energía; la mayoría de esos primeros contratos se dieron con generadores térmicos, así como con cogeneradores como los ingenios azucareros que usaban bunker C y bagazo como combustible, así como contratos con otras renovables. Todos los contratos térmicos de esa época fueron firmados por EEGSA y los renovables por INDE.

La segunda generación de contratos, denominados PPA's renovables se firmaron por parte del INDE. En general fueron menos generosos que los contratos térmicos y se centraron más en pagos de energía para plantas hidroeléctricas de tipo fluyentes.

La tercera ola de contratos ha ocurrido posteriormente al año 2002 y se han regido con el conjunto de reglas del mercado actual, y estos contratos han estado destinados principalmente a los mercados de grandes consumidores, así como a la exportación a países vecinos, tomando en cuenta que las distribuidoras de energía han tenido su demanda totalmente contratada a término casi todos los meses. De tal manera algunos de los contratos establecidos en los que han participado algunos generadores renovables han estado en los rangos de US \$9-11 /KW/mes (potencia) y en el orden de US \$40/MWh (energía), con duraciones de hasta 10 años y condiciones fijas o indexadas a inflación.

3.4.3.5. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (CNEE, 2014)

Para que el Sistema Nacional Interconectado –SNI– funcione bajo los criterios de calidad establecidos por la normativa que rige la operación del Mercado Mayorista de Electricidad, el Administrador del Mercado Mayorista –AMM–, como encargado de la operación del SNI, debe disponer de ciertas herramientas o servicios que le permitan mantener la operación del SIN

dentro de los parámetros de calidad establecidos; estas herramientas son llamadas Servicios Complementarios.

Los Servicios Complementarios tienen por objeto que el operador disponga de energía adicional para absorber los desbalances entre carga y generación, generación adicional que pueda ser arrancada en un corto período ante una contingencia, o unidades generadoras que le permitan levantar el SNI después de una interrupción total, entre otros.

La normativa que regula la operación del Mercado Mayorista de Electricidad en Guatemala, establece los mecanismos de operación y liquidación de los diferentes Servicios Complementarios que dispone el AMM, siendo éstos los siguientes:

- Reserva Rodante Operativa (RRO)
- Reserva Rápida (RRA)
- Demanda Interrumpible
- Arranque en Negro

Actualmente solo la Reserva Rodante Operativa y la Reserva Rápida, son asignadas por el AMM a través de mecanismos de mercado que tienen por objeto promover competencia entre los distintos agentes que presentan ofertas por dichos servicios. Por lo tanto, a continuación se abordarán estos dos Servicios Complementarios.

Por otra parte, desde su inclusión en la normativa en el 2007, ningún agente ha presentado ofertas para prestar el servicio de Demanda Interrumpible; mientras que el servicio de Arranque en Negro no es remunerado mediante un mecanismo de mercado.

RESERVA RODANTE OPERATIVA (RRO)

Uno de los factores más importantes en la operación de un sistema eléctrico, es el mantener el balance entre carga y generación, si hay más carga que generación la frecuencia eléctrica del sistema bajará y si hay más generación que carga la frecuencia eléctrica del sistema subirá, si la frecuencia eléctrica se aleja de su valor nominal ya sea a la baja o al alza, se provocarán disparos de carga o generación en el sistema según sea el caso.

Para mantener el balance entre carga y generación y con ello a la frecuencia eléctrica en su valor nominal o en un valor cercano al valor nominal, se debe responder a las variaciones de demanda o de generación de forma instantánea, por lo que es necesario que en el sistema eléctrico haya disponible cierta cantidad de energía que sirva para absorber de forma instantánea dichos desbalances.

Para absorber los desbalances entre carga y generación el operador del sistema dispone de una Reserva Primaria y de una Reserva Secundaria de energía. En Guatemala a la Reserva Primaria de energía se le denomina Reserva Rodante Regulante y a la Reserva Secundaria de energía se le denomina Reserva Rodante Operativa (RRO).

La Reserva Rodante Regulante es la energía que todos los generadores que estén operando en el SNI deben aportar adicionalmente a la generación que les es requerida para cubrir demanda; la normativa actual estipula que este aporte de energía debe ser un 3% de la generación que es convocada en cada hora. Esta reserva de energía sirve para responder instantáneamente ante un

desbalance de carga y es aportada por todos los generadores que están operando, pero su aporte dura unos pocos segundos.

La Reserva Rodante Operativa –RRO– es la energía que el operador dispone de generadores que voluntariamente presentaron ofertas para prestar ese servicio, lo prestan generadores que están conectados al sistema y que cuando se requiere de la energía que ofertaron como RRO la aportan inmediatamente. La RRO, sirve para absorber los desbalances de carga una vez se haya agotado la Reserva Rodante Regulante y hasta que el balance de carga se haya recuperado.

La normativa establece que los agentes interesados en prestar el servicio de RRO pueden presentar ofertas por dicho servicio por un valor que no supere el doble del promedio del Precio Spot de los 12 meses anteriores a la presentación de la oferta.

En la Tabla 9 se puede ver la remuneración que cada una de las centrales generadoras tuvo durante el 2013 por haber prestado el servicio de RRO, siendo Arizona la que mayor remuneración obtuvo con USD 7,562,845.89 y la que menor remuneración obtuvo fue Las Palmas con USD 363,528.41.

Tabla nº 9: Detalle de la remuneración mensual por RRO.

Nombre	Tipo	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13	Total
Arizona	Búnker	\$ 739,212.50	\$ 738,237.40	\$ 798,842.33	\$ 840,461.56	\$ 792,222.23	\$ 663,887.96	\$ 742,033.58	\$ 629,087.22	\$ 561,001.78	\$ 395,567.08	\$ 451,959.82	\$ 210,332.43	\$ 7562,845.89
Chixoy	Hidroeléctrica	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 4,720.00	\$ 458,362.12	\$ 883,866.85	\$ 1346,948.97
Jurún Marinalá	Hidroeléctrica	\$ 28,683.67	\$ 19,022.32	\$ 5,083.91	\$ 5,083.91	\$ 64,144.76	\$ 35,563.22	\$ 39,147.08	\$ 54,254.20	\$ 197,108.27	\$ 153,572.92	\$ 433,189.62	\$ 483,539.02	\$ 1518,392.90
Las Palmas	Búnker	\$ 8,367.10	\$ 3,013.40	\$ 10,036.00	\$ 192,739.20	\$ 105,772.72	\$ 12,294.98	\$ 20,253.38	\$ 595.51	\$ 8,054.44	\$ 634.40	\$ 1,767.28	\$ -	\$ 363,528.41
Las Vacas	Hidroeléctrica	\$ 484,377.70	\$ 386,013.89	\$ 475,254.45	\$ 428,172.84	\$ 482,272.82	\$ 287,552.85	\$ 229,642.25	\$ 396,934.15	\$ 335,558.50	\$ 306,629.68	\$ 354,736.62	\$ 357,476.00	\$ 4524,621.75
Palo Viejo	Hidroeléctrica	\$ 320,622.71	\$ 248,961.74	\$ 282,324.63	\$ 152,240.20	\$ 299,702.52	\$ 575,271.38	\$ 561,086.26	\$ 486,580.87	\$ 536,288.27	\$ 702,395.52	\$ -	\$ 804,327.37	\$ 4969,801.47
Polliwatt	Varías tecnologías	\$ 325,536.15	\$ 464,996.43	\$ 741,944.36	\$ 885,287.14	\$ 795,915.65	\$ 694,669.25	\$ 662,144.08	\$ 726,163.91	\$ 459,824.02	\$ 467,950.16	\$ 445,148.56	\$ 213,033.66	\$ 6882,613.37
Xacbal	Hidroeléctrica	\$ 769,920.21	\$ 632,904.56	\$ 426,809.85	\$ 193,598.79	\$ 367,868.05	\$ 504,882.04	\$ 713,272.47	\$ 571,332.57	\$ 831,738.00	\$ 872,336.40	\$ 753,056.00	\$ -	\$ 6637,718.94

Fuente: Elaboración propia, basado en CNEE, 2014

RESERVA RÁPIDA (RRA)

La Reserva Rápida –RRA– está constituida por unidades generadoras que pueden entrar en operación en un tiempo menor a treinta minutos y que hayan presentado ofertas para prestar este servicio complementario. El objetivo de la RRA es que el operador disponga de generación, que puede convocar y entrar en operación rápidamente ante cualquier evento que lo amerite.

Según la normativa, para la asignación de la RRA, las unidades generadoras con contratos existentes tienen prioridad sobre las que presentan ofertas. A las unidades generadoras con contratos existentes se les paga el valor de potencia indica el contrato y a las unidades generadoras el valor de su oferta, misma que no puede ser superior a 8.90 USD/kW.

En la Figura 29 se encuentra reflejada la remuneración total que cada una de las unidades generadoras recibió durante el 2013, siendo la unidad Tampa 1 la que mayor remuneración recibió con USD 3,502,235.44. Se observa que todas las plantas que remuneradas por RRA son de generación térmica.

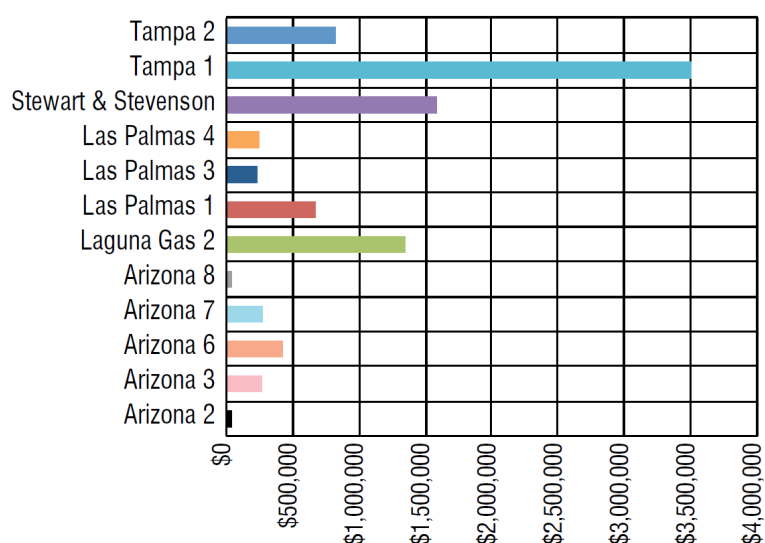


Figura n° 29: Remuneración mensual por prestación del servicio de la RRA 2013. Fuente: CNEE, 2014

3.4.3.6. GENERACIÓN FORZADA

Se conoce con el nombre de generación forzada, a la generación que es convocada por una razón distinta a su orden en la lista de mérito en la que se basa el operador para efectuar el despacho económico (CNEE, 2014). La condición para que se reconozca generación forzada, es que la unidad generadora resulte generando por más de 15 minutos en su régimen de operación normal y que no haya sido convocada por orden de mérito.

En la normativa se establecen varias causas por las que el operador puede forzar generación, mismas que se enumeran a continuación:

- Restricción Arranque y Parada
- Restricción Sistema Principal de transporte
- Restricción Secundario de Transporte
- Asociado a Reserva rodante Operativa
- Asociado a reserva Rápida
- Inflexibilidad de Oferta de importación
- Requerimiento del AMM
- Exportación de energía

En la Figura 30 aparece el detalle mensual para 2013 de los sobrecostos por generación forzada por cada uno de sus tipos o motivos. Un detalle interesante por comentar, es que el sobrecoste por generación forzada se incrementa a partir de junio; mes a partir del que el Precio Spot bajó notablemente producto de la cantidad de energía hidroeléctrica disponible y de la incorporación de nuevas centrales térmicas con costes variables eficientes. Siendo la generación forzada por arranque y parada seguido por la exportación, los sobrecostos más importantes a partir de junio.

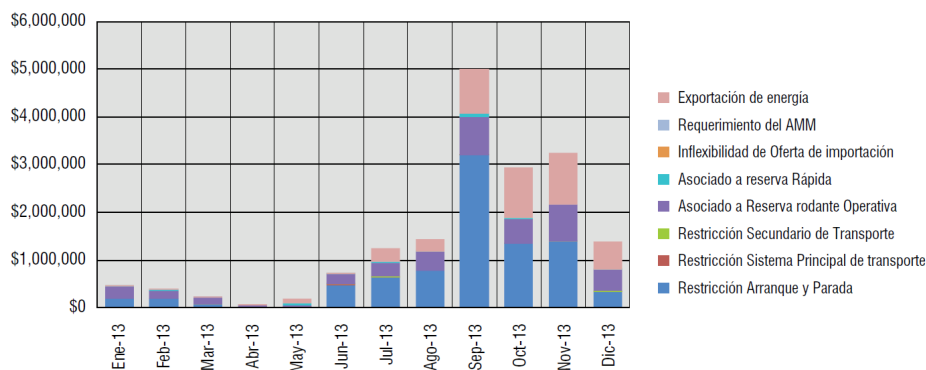


Figura nº 30: Sobrecostos por generación forzada (2013). Fuente: CNEE, 2014

3.4.3.7. DESVÍOS DE POTENCIA

En el Mercado Mayorista de Electricidad, el mecanismo de cierre para la potencia es el mecanismo de desvíos de potencia. Dicho mecanismo tiene por objeto liquidar las diferencias que mes a mes ocurren entre la potencia respaldada por contratos y la potencia operada físicamente (CNEE, 2014).

Cuando se registra más potencia contratada que la registrada en la operación se forma un Desvío de Potencia Positivo (DP+), en el caso contrario, cuando la potencia registrada en la operación es mayor a la potencia contratada se forma un Desvío de Potencia Negativo (DP-).

Los DP+ corresponden a los Participantes que tienen excedentes de potencia no comprometida en contratos y los DP- se originan cuando los Participantes no tienen cubiertos con contratos sus requerimientos de potencia. Los Participantes Productores y los Participantes Consumidores pueden incurrir tanto en Desvíos de Potencia positivos como negativos.

Según lo establece la normativa, cada mes el AMM valoriza el total de DP- al Precio de Referencia de la Potencia que es 8.9 USD/kW y el total del resultado de esta valorización lo divide dentro de todos los DP+, y el valor resultante es al que se estarán remunerando los DP+ durante ese mes.

El resultado de este mecanismo de remuneración de los Desvíos de Potencia, es que como se observa en la Figura 31, durante el 2013 el valor de los Desvíos de Potencia Positivos osciló en 2013 entre un valor mínimo de 0.73 USD/kW que se tuvo en enero y un valor máximo de 2.78 USD/kW que se tuvo en julio. Estos valores son muy inferiores al valor de referencia de la potencia debido a que en el mercado resultan más DP+ que DP-.

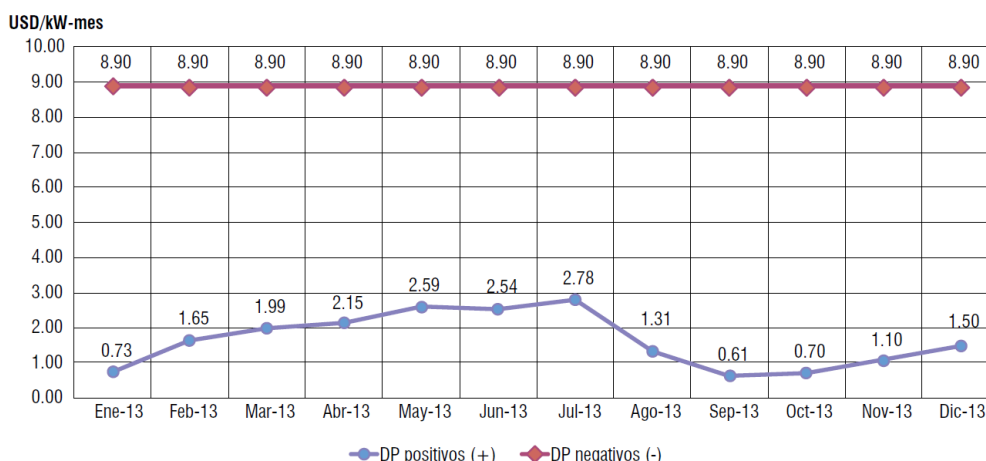


Figura n° 31: Precios de desvío de potencia mensual 2013. Fuente: CNEE, 2014

3.4.4. MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

El Mercado Eléctrico Regional (MER) opera como actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante ofertas de oportunidad y contratos de mediano y largo plazo entre los agentes de los países miembros del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (ARECA, 2012).

Este Tratado Marco está integrado por las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, y fue suscrito en 1996. Entró en vigencia en 1998 y desde entonces provee el marco jurídico regional. Considera el interés de las partes mencionadas anteriormente en iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, en donde se desarrolle un mercado eléctrico regional que busque la libre competencia, permita la interconexión de sus redes nacionales a través de líneas de transmisión, y se promuevan proyectos regionales de generación.

Los objetivos del MER son:

- Optimizar los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad.
- Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional.
- Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional.
- Aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad.
- Homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño.
- Promover la participación competitiva del sector privado.

El Tratado Marco dio origen a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) así como al Ente Operador Regional (EOR). La CRIE regula el funcionamiento del MER y las relaciones entre Agentes, de conformidad con las disposiciones del Tratado Marco, sus protocolos y reglamentos. El EOR dirige y coordina la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER) y realiza la gestión comercial del MER con criterios técnicos y económicos de acuerdo con la regulación regional.

Para la gestación del mercado se creó una instancia que se encargó de estructurar la plataforma técnica y comercial del MER: el Operador del Mercado Centroamericano (OMCA), unidad que

se encargó de administrar el MER hasta mayo de 2006. A partir de junio de 2006, el EOR asumió (con su propio personal e infraestructura tecnológica) la responsabilidad total de la administración comercial del MER.

Para establecer la infraestructura de interconexión eléctrica, el Tratado Marco otorga una concesión para que una empresa de capital público y con capital privado, denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), construya y opere el primer sistema de transmisión regional llamado Línea SIEPAC (Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central). Además, faculta a cada gobierno a asignar en dicha empresa un socio público del sector eléctrico.

La EPR fue constituida en febrero de 1999 con el concurso, por partes iguales, de las seis empresas eléctricas públicas de América Central designadas cada una por su respectivo gobierno. Posteriormente se incorporaron otros socios: el séptimo en diciembre del 2001, la firma española ENDESA; el octavo en febrero del 2005, la firma colombiana Interconexión Eléctrica S.A. (ISA); y el noveno en el 2009, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México.

3.4.5. PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2014-2028 (AMM, 2014)

La elaboración del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación se encuentra establecida en el artículo 15bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, el cual fue modificado mediante el Acuerdo Gubernativo 69-2007, en donde se indica que dicho Plan deberá elaborarse cada 2 años y cubrir un horizonte mínimo de 10 años (AMM, 2014).

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación constituye una actualización de los planes de generación elaborados en el pasado, en cumplimiento a la Política Energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas.

3.4.5.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda proyectada en el Plan para un escenario medio se describe en la Tabla 10.

Tabla nº 10: *Estimación de la demanda de energía eléctrica en Guatemala.*

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2011	8,424	1,534
2012	8,797	1,597
2013	9,210	1,666
2014	9,642	1,742
2015	10,109	1,823
2016	10,588	1,906
2017	11,080	1,992
2018	11,569	2,076
2019	12,071	2,163
2020	12,572	2,249

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2021	13,064	2,334
2022	13,570	2,420
2023	14,092	2,510
2024	14,620	2,600
2025	15,164	2,692
2026	15,713	2,785
2027	16,266	2,879
2028	16,834	2,975

Fuente: AMM, 2014

3.4.5.2. RESULTADOS DE EXPANSIÓN

Se han realizado proyecciones de la expansión en generación de acuerdo a la información disponible y cuantificable de las plantas con probabilidades de entrar en operación en el período de estudio. El escenario de expansión contempla la optimización de todas las plantas o bloques de generación candidatos, con un escenario de Demanda Medio y una tendencia de Combustibles de Referencia, según los escenarios proyectados.

La optimización da como resultado la instalación de un total de 1,770 MW correspondiente a 22 plantas o bloques de generación. El total de potencia mencionado, se distribuye de la siguiente forma: 1,195 MW de centrales Hidroeléctricas, 275 MW de generación con carbón y 300 MW de generación Geotérmica.

La comparación entre el crecimiento de la demanda y la potencia disponible a lo largo del período de análisis, producto del ingreso de plantas o bloques seleccionados en la optimización, se muestra en la Figura 32.

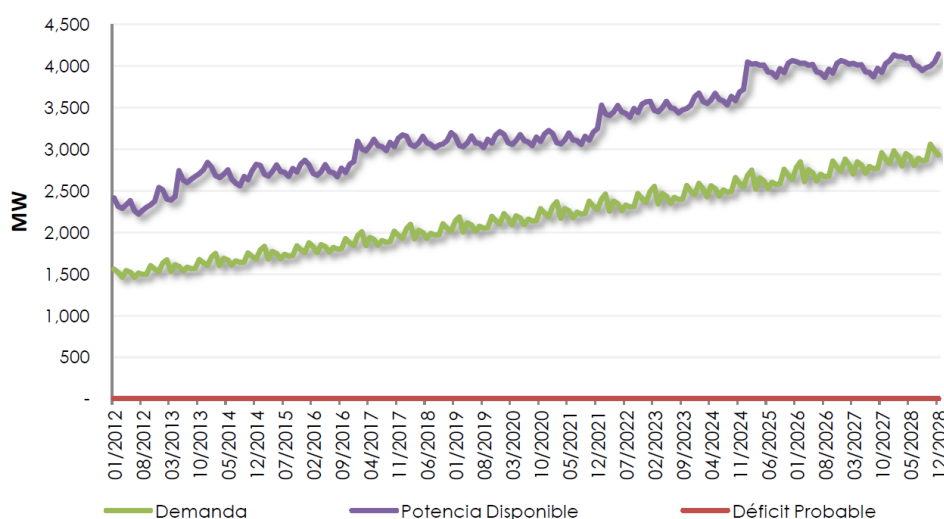


Figura n° 32: Potencia disponible vs. demanda en el período 2014-2028. Fuente: AMM, 2014

Durante todo el período de análisis no existe probabilidad de déficit por generación de energía eléctrica, de acuerdo al objetivo de la planificación a largo plazo, proyectando que la Potencia Disponible es mayor que la Demanda en cada uno de los períodos del estudio.

Las características de la estacionalidad de los recursos renovables con los que cuenta el país, repercute en la proyección de una potencia disponible por encima de la demanda proyectada, derivado de la generación con recurso hídrico (centrales hidroeléctricas sin regulación anual), la cual depende de la estacionalidad del invierno en la región.

El despacho de energía, derivado del cronograma de plantas resultante del proceso de optimización, proyecta una reducción en las emisiones de CO₂ por generación de energía eléctrica en Guatemala, como se puede observar en la Figura 33. Se observa como la tendencia de las emisiones de CO₂, es hacia la baja, derivado de la incorporación a la matriz energética de las plantas resultantes de la optimización en el escenario, alcanzando un máximo aproximado de 0.26 tCO₂ per cápita, estabilizándose las emisiones de CO₂ a largo plazo entre, entre 0.20 y 0.10 tCO₂/per cápita. Es necesario mencionar que la publicación del Banco Mundial¹⁹ de emisiones para Guatemala es de 0.80 tCO₂/per cápita, para el periodo 2010-2014.

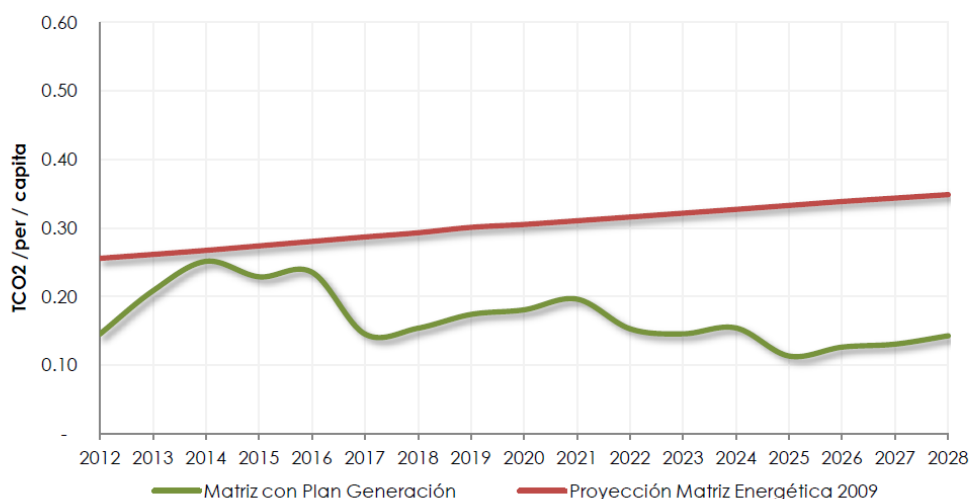


Figura n° 33: Emisiones de CO₂ para el período 2014-2028. Fuente: AMM, 2014

3.4.5.3. ANÁLISIS ECONÓMICO

La implementación del Plan Indicativo del Sistema de Generación analizado anteriormente requiere un coste de inversión, el cual depende del tipo de tecnología y recurso de generación utilizado para cubrir la demanda proyectada de energía. Adicionalmente a la inversión para la incorporación de nuevas plantas al sistema de generación, existe un coste de operación el cual responde a los precios de los combustibles a nivel internacional.

La combinación del coste de la inversión de plantas de generación y los costes de operación dichas plantas se ven representadas en un coste monómico el cual oscila entre 12 y 8 centavos de dólar en el largo plazo, como se muestra en la Figura 34.

¹⁹ <http://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC/countries/GT-XJ-XN> consultada el 08/05/2015

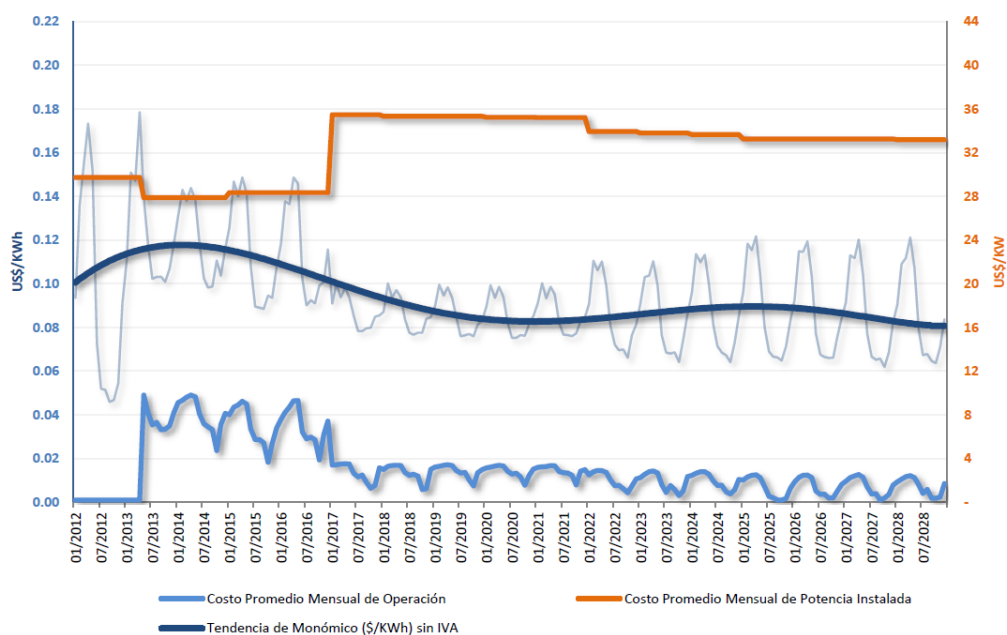


Figura n° 34: Estimación del coste monómico de energía eléctrica para el período 2014-2028. Fuente: AMM, 2014

4. DIMENSIONAMIENTO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CONSIDERANDO SU ESTRUCTURA DE FINANCIACIÓN

4. DIMENSIONAMIENTO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CONSIDERANDO SU ESTRUCTURA DE FINANCIACIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

Como se observó en el Capítulo 2, tradicionalmente se considera el dimensionamiento óptimo de una central hidroeléctrica como un proceso iterativo, que se basa en evaluar diferentes opciones de proyecto, las cuales dependen esencialmente del análisis de una serie de caudales de diseño (teniendo determinada la posición de toma y restitución). Este proceso, conlleva el dimensionamiento alternativo de los componentes de la central, basado en los distintos caudales de equipamiento considerados, lo cual repercute en los costes y en la producción energética de cada una de las alternativas. Para cada opción, se evalúan índices económicos y financieros, y los resultados para un horizonte temporal determinado. La alternativa con mejores índices será usualmente la óptima.

Por tanto, en esencia el proceso tradicional consiste en:

1. Esquematizar el proyecto y seleccionar un caudal de diseño razonable, en base a la hidrología del sitio, los objetivos de la central, y la experiencia del proyectista.
2. Calcular los costes de la central, generalmente a partir de estimaciones paramétricas.
3. Calcular la producción anual de la central, tomando en cuenta la hidrología, las restricciones de los equipos y el esquema del proyecto (fluyente o con embalse de regulación).
4. Calcular, para un horizonte temporal determinado (generalmente 20 años), los índices económicos y financieros que reflejen el beneficio o rentabilidad de la inversión. Generalmente se utiliza la TIR o el VAN como indicadores de dicha rentabilidad.
5. Repetir el proceso para varias alternativas del mismo esquema. El tamaño óptimo de la central será, generalmente, el que presente mejores indicadores económicos.

Existen casos donde el *objetivo último* de una central no es obtener el máximo beneficio financiero, sino otro distinto: por ejemplo, asegurar el suministro de energía eléctrica para una demanda concreta, o por ejemplo, maximizar la cantidad de energía económicamente viable que se puede obtener de un recurso. Podría incluso afirmarse que el *objetivo último* tiene tanta diversidad como promotores existen, ya que cada promotor puede tener *objetivos últimos*, o matices en los mismos, distintos.

Por otro lado, cabe hacer notar que, en la mayor parte de la bibliografía analizada, no suele abordarse el tema de la financiación del proyecto como una variable en el dimensionamiento, sino como una variable más a tomar en cuenta en los modelos económico-financieros. La diversidad de *objetivos últimos* hace que la modalidad de financiación y los parámetros a optimizar a la hora de dimensionar puedan ser diferentes según la naturaleza del promotor, tal como se expondrá detenidamente más adelante.

Es decir, el dimensionamiento de una central, en la bibliografía analizada, puede tener funciones objetivo tales como:

- a. Maximización del VAN: obtener los máximos beneficios posibles.
- b. Superar una determinada TIR: obtener unos beneficios mínimos basados en un umbral de rentabilidad.
- c. Minimizar el coste de la energía: producir cada unidad al precio más bajo posible.

- d. Maximizar la producción: obtener el mayor uso del recurso. Se presenta en situaciones donde la generación eléctrica por métodos alternativos (por ejemplo, algunas centrales térmicas), siempre tiene un mayor coste que las unidades producidas por la central hidroeléctrica en cuestión.
- e. Maximizar la producción en determinadas horas: maximizar los beneficios por generación en horas punta (centrales con regulación).
- f. Maximizar el ratio Beneficio/ Coste.

En ninguno de los casos la función objetivo para el dimensionamiento responde a situaciones que se presentan frecuentemente en la práctica y que están ligadas a la financiación del proyecto. Por ejemplo, no es común dimensionar para cumplir con exigencias habituales de un financiador tales como *superar en todos los años un umbral del índice DSCR (Debt-Service Coverage Ratio)*. Además, el dimensionamiento convencional no suele considerar estructuras de financiación más complejas que la de utilizar fondos propios y/o fondos propios más un apalancamiento externo (préstamo bancario). En la práctica, existen múltiples casos, como por ejemplo la utilización de préstamos *mezzanine* o bien, el dimensionamiento tomando en cuenta una cantidad máxima fija de fondos propios que el promotor posea o decida destinar al proyecto, o bien considerar una donación como parte de la financiación del proyecto.

Los motivos por los que un promotor, ya sea público o privado, promueve una central hidroeléctrica son en general de índole económico, en el sentido de que buscan satisfacer una necesidad. Para la satisfacción de esa necesidad existe una competencia con multitud de tecnologías que pueden satisfacer la misma necesidad (otras tecnologías de generación, renovable o no), por lo que la decisión de un promotor de acometer o no un proyecto hidroeléctrico, en un marco ideal de ausencia de condicionantes ideológicos y políticos, vendrá tomada por los resultados económicos que arroje el proyecto.

Ahora bien, si bien todos los promotores buscan satisfacer una necesidad económica, los resultados que cada uno desean son radicalmente distintos según la naturaleza del agente promotor, como analizaremos en el presente capítulo. No son los mismos objetivos los de una empresa estatal que los de un pequeño promotor independiente. Esto se traduce en que los índices financieros que cada uno de ellos desea evaluar y optimizar son distintos. Por tanto, si los índices a optimizar son distintos, en las etapas de planificación deberá dimensionarse el proyecto en atención a esos índices, para que el resultado obtenido del proceso sea satisfactorio para el agente promotor.

Es evidente que los intereses económicos son tan variados como agentes promotores existan, por ese motivo cada proceso de dimensionamiento y optimización es único y tiene una fuerte componente heurística. Sin embargo, existen a criterio del autor de la tesis unos casos generales en los que, con matices, se pueden agrupar la mayoría de intereses económicos que pueden involucrar los distintos agentes promotores.

No es objeto de esta tesis determinar la idoneidad de las motivaciones de los promotores, sino analizarlas. Las distintas motivaciones de los agentes promotores se traducirán en dos conjuntos de parámetros, el primer conjunto de ellos serán parámetros de entrada, que vienen configurados por la estructura de financiación, y el segundo conjunto son parámetros a optimizar con el dimensionamiento, que denominaremos índices financieros y constituyen la función objetivo. Por tanto, las características intrínsecas de cada agente promotor se traducirán en su estructura de financiación y sus objetivos económicos se traducirán en sus índices financieros, que serán la función objetivo de la optimización.

Para evaluar la influencia de la Estructura de Financiación en el dimensionamiento de la central, se procederá a evaluar distintos casos con estructuras diferentes que como se ha dicho representan, cada uno, a un tipo de promotor. Los casos tendrán una función objetivo principal y, algunos de ellos, una adicional.

En este sentido se han formulado cuatro casos que representan cuatro tipos de promotor, que asimilan un amplio número de posibilidades en proyectos hidroeléctricos:

- CASO 1. Entidad estatal que ejecuta con fondos propios. Central conectada a red
- CASO 2. Empresa privada. Central conectada a red.
 - CASO 2.1. Empresa de gran tamaño que ejecuta con fondos propios.
 - CASO 2.2. Empresa de gran tamaño que ejecuta con apalancamiento.
 - CASO 2.3. Empresa de pequeño tamaño con apalancamiento.
 - CASO 2.4. Empresa de pequeño tamaño con apalancamiento y con parte de capital apalancado (*mezzanine*).
- CASO 3. Microempresa o particular con recurso propio prefijado y sin posibilidad de asistir financieramente al proyecto durante la explotación. Central conectada a red.
- CASO 4. Central aislada con financiación externa no reembolsable.

A continuación, se presentan cada uno de los casos a evaluar, definiendo su estructura de financiación y los índices financieros a optimizar.

4.2. CASO 1. ENTIDAD ESTATAL QUE EJECUTA CON FONDOS PROPIOS. CENTRAL CONECTADA A RED.

Las centrales hidroeléctricas de carácter público tienden a maximizar la utilización del recurso, ya que su objetivo es generalmente abastecer la demanda de energía eléctrica al menor precio posible en combinación con el aprovechamiento óptimo del recurso. En este sentido, la optimización de los componentes de la central, y por tanto su tamaño, hacen uso de un modelo económico-financiero cuya TIR tienda a igualar la tasa de descuento vigente en el análisis (Cuesta y Vallarino, 2000). Es decir, de lo que se trata es de encontrar el tamaño óptimo de cada componente de tal forma que la TIR resultante sea la mínima exigida, que en este caso es la tasa de descuento (i) que actualiza los flujos de caja valor presente.

Por tanto, una central de mayor tamaño que el mencionado óptimo, lo cual representa una mayor inversión, daría una TIR menor que i , y por lo tanto representarían una pérdida económica, ya que la tasa de interés representa el mínimo exigible a la inversión. Por el contrario, centrales de menor tamaño daría una TIR mayor que i , es decir, mejoraría la rentabilidad, pero infrautilizaría el recurso (agua) ya que se turbinaría un volumen menor dado el tamaño final de la central hidroeléctrica.

Así, la optimización de cada una de las partes integrantes de un aprovechamiento, como por ejemplo: la altura de la presa, la sección de la conducción o el caudal de equipo, se realiza comparando los incrementos de costes y de beneficios correspondientes a un pequeño incremento de la variable en estudio, es decir, comparando las derivadas parciales, o lo que es lo mismo, los valores marginales, de las funciones de beneficio y de coste con relación a la variable analizada.

Como se mencionó en el apartado 3.2.2.3, la finalidad de la optimización en este caso no es, por tanto, la de establecer el valor de la variable que dé la rentabilidad máxima, entendiéndose por esta la máxima relación Beneficio/Coste (B/C), lo que conduciría a una utilización incompleta del recurso, sino el que proporcione una rentabilidad marginal igual a la mínima exigida. Según este criterio, la dimensión óptima con relación a una variable es aquella en la cual la última unidad monetaria invertida da un beneficio neto que, actualizado, reproduce la unidad monetaria invertida, es decir, que los valores marginales de los índices económicos son: el VAN=0, la relación B/C=1 y la TIR igual a la tasa de interés exigida y utilizada en la actualización de los beneficios y en la determinación de los costes.

En resumen, los condicionantes del dimensionamiento en este Caso se muestran en la Tabla 11.

Tabla nº 11: *Condicionantes Caso 1*

Parámetro	Descripción
Moneda	Dólar estadounidense (año 2016)
Horizonte de análisis	20 años
Inversión inicial	Presupuesto de construcción estimado por método paramétricos más costes adicionales estimados como un porcentaje del presupuesto construcción (ingeniería, desarrollo, imprevistos, etc.)
Coste de operación y mantenimiento	2 % de la Inversión por kW instalado ²⁰
Ingresos	Provenientes exclusivamente del precio de la energía a precio Spot (promedio anual 2004 – 2015: 98,34 US\$/kWh)
Tasa de descuento	12% (ver apartado 4.2.1)
Financiación	100% fondos propios estatales
Función objetivo:	VAN=0 (TIR=12%)

Fuente: Elaboración propia

4.2.1. TASA SOCIAL DE DESCUENTO

Para realizar el análisis coste-beneficio, como se indicó anteriormente, será necesario el cálculo del VAN y de la TIR, cuyos valores determinarán el tamaño óptimo de la central. Dicho cálculo utiliza como herramienta la Tasa de Descuento, es decir, aquella tasa mediante la cual se trae a valor presente el flujo de caja durante la vida útil del proyecto.

La Tasa Social de Descuento (TSD) refleja en qué medida, desde el punto de vista de una sociedad, un beneficio presente es más valioso que el mismo beneficio obtenido en el futuro (Souto, s/f). La elección de la tasa social de descuento constituye uno de los elementos críticos en los procesos de evaluación de proyectos públicos, y en particular en el análisis costo-beneficio sobre el que aún persisten algunos problemas prácticos y cuestiones a resolver de especial interés (Campos et al., 2015). Por ello, la determinación de la tasa social de descuento toma especial relevancia para la banca multilateral y los países de América Latina y el Caribe donde actúa.

En estos países, el valor de la TSD se fija a través de los Sistemas Nacionales de Inversión Pública (SNIP). Un SNIP puede definirse como “un conjunto de normas, instrumentos y procedimientos comunes para el sector público y entidades del sector privado que ejecuten inversión pública, mediante los cuales se relacionan y coordinan entre sí, para preparar, evaluar, priorizar, financiar, dar seguimiento y ejecutar los proyectos de inversión pública, en el marco de las políticas, planes y programas de desarrollo” (Ortegón y Pacheco, 2004, 2005; Ortégón y Dorado, 2006).

Tradicionalmente, en los países de América Latina y el Caribe las tasas de descuento son relativamente altas (Powers, 1981). En todos ellos se aplican generalmente los mecanismos de descuento exponencial mediante una tasa de descuento constante del **12%** (utilizada también

²⁰ Ver apartado 3.3.5.3 y referencia IEA, 2010c.

por el BID y otros organismos internacionales), aunque recientemente se observa una creciente tendencia hacia su disminución, justificada en países como México (10%) y Perú (9%), donde las metodologías de evaluación de proyectos han sido también actualizadas teniendo en cuenta los cambios ocurridos en los mercados internacionales de capitales y la evolución de las condiciones macroeconómicas Chile es el país con la tasa más baja (6%) y donde hay más estudios realizados sobre esta materia (Campos, et. al., 2016).

En el caso de Guatemala, el SNIP no cuenta con un estudio detallado y por tanto con una TSD establecida para la evaluación de proyectos públicos. Los documentos revisados (SEGEPLAN, 2013; SEGEPLAN, 2016), así como publicaciones de la CEPAL²¹, muestran que aún no se ha determinado la TDS para este país, por lo que los proyectos siguen evaluándose con tasas de descuento comúnmente utilizadas en América Latina, las que suelen oscilar entre el 10%-12%.

Por tanto, para el dimensionamiento del proyecto en el Caso I, se utilizará una tasa de descuento del 12%.

4.3. CASO 2. EMPRESA PRIVADA. CENTRAL CONECTADA A RED.

En el Caso 2, se evalúa el dimensionamiento desde una perspectiva de empresa privada, en la cual la inversión en una central hidroeléctrica representa una forma de obtener rentabilidad a través, principalmente, de la generación y venta de energía eléctrica.

Si bien es necesario que exista una demanda por satisfacer, en este caso, el objetivo primordial no es aportar la mayor cantidad de energía al sistema al menor precio, sino aportar la cantidad estrictamente necesaria para obtener el mayor beneficio económico, siendo la óptima utilización del recurso un concepto que sólo se aplicaría si fuera requerido por regulaciones gubernamentales. Desde el punto de vista analítico, se trata de maximizar el VAN y la TIR, además de obtener una rentabilidad mínima usualmente fijada por el inversor de acuerdo a los objetivos de la empresa, tomando en cuenta las condiciones de mercado y el riesgo asociado a la inversión.

Dentro de este caso se pueden encontrar una serie de variantes, dependiendo del tipo y complejidad de la financiación utilizada para ejecutar la inversión. Se ha dividido por tanto en cuatro casos denominados 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4 descritos en los apartados 4.3.1 y siguientes.

DEFINICIÓN DE ALGUNOS CONCEPTOS JURÍDICO Y FINANCIEROS

Se definen a continuación algunos conceptos jurídicos y financieros que se emplearán a continuación. Las definiciones son de carácter general, su aplicación y sus condiciones típicas para proyectos hidroeléctricos en la región de estudio se analizan en los apartados siguientes para cada caso.

- **DEUDA SENIOR O PRINCIPAL**

En un esquema de financiación con recursos ajenos (préstamos, créditos o similares) se denomina deuda *senior* o deuda principal a aquella deuda que tiene el primer orden de prelación en derechos de cobro frente a otras deudas. Es decir, en caso de que en algún momento, o de

²¹ *Evaluación del SNIP de Guatemala y las innovaciones sugeridas para su modernización*. Taller Innovaciones de los SNIP. Montevideo 10 de junio de 2014

manera permanente, un deudor no fuera capaz de pagar todas sus deudas, la deuda denominada *senior* sería pagada antes que cualquier otra, y en el hipotético caso de una situación de insolvencia, los acreedores que tuviesen deudas que no son *senior*, no podrían ser pagados (ni siquiera parcialmente) hasta que la deuda *senior* fuese satisfecha íntegramente.

- **DEUDA JUNIOR O SUBORDINADA**

Deuda *junior* o subordinada es toda aquella deuda que tiene un puesto distinto del primero en el orden de prelación de derechos de cobro. La calificación de una deuda como junior o subordinada sólo puede darse cuando existe una deuda *senior*, con orden de prelación superior a la deuda junior. En caso de que en algún momento, o de manera permanente, un deudor no fuera capaz de pagar todas sus deudas, la deuda denominada *junior* sería pagada después de la deuda *senior*, y en el hipotético caso de una situación de insolvencia, los acreedores que hubiesen prestado la deuda *junior* serían pagados sólo después de liquidarse completamente la deuda *senior*.

- **FINANCIACIÓN MEZZANINE**

La financiación *mezzanine* es aquel instrumento de financiación (préstamo, crédito u otros) que sólo tiene prelación sobre el capital. Es decir, en caso de que en algún momento, o de manera permanente, un deudor no fuera capaz de pagar todas sus deudas, la financiación *mezzanine* sólo sería pagada después de satisfacer cualquier otra deuda de cualquier naturaleza, y en una situación de insolvencia, los acreedores *mezzanine* serían pagados después de cualquier otro acreedor y sólo tendrían prelación sobre el capital.

La financiación *mezzanine* presenta, por tanto, características híbridas de capital y deuda. De esa condición deriva su nombre (*mezzanine* puede traducirse por entresuelo en inglés). En ocasiones recibe la denominación de *cuasi-equity* o cuasi-capital.

La financiación *mezzanine* normalmente incluye unas garantías que permiten al acreedor quedarse con la propiedad y control de una compañía. En ocasiones se instrumenta como deuda convertible o como acciones preferentes sin derecho a voto pero con prioridad en el cobro de dividendos.

- **DEUDA CONVERTIBLE**

Es aquella deuda que, independientemente de su orden de prelación, permite la opción al acreedor de convertir sus derechos de deuda en otros activos del deudor o incluso en acciones de la empresa deudora bajo diversas condiciones, generalmente asociadas al impago de las obligaciones contraídas al adquirir la deuda.

- **PROJECT FINANCE**

Un *Project finance* es una instrumentación financiera realizada para financiar la construcción de un proyecto de infraestructura donde las garantías que se aportan son exclusivamente el propio bien a construir, los contratos en general relacionados con dicho bien (contrato de construcción, seguros, de ingresos o ventas, de concesión...) y los flujos de caja que genere el proyecto. Su principal característica distintiva es que el *Project finance* no se basa en la solvencia del promotor sino en la del proyecto, y en la capacidad de pago del mismo.

Generalmente, para conseguir esto se recurre a la formación de una empresa independiente respecto al promotor, generalmente llamada sociedad vehículo del proyecto, que se constituye en deudora.

Dentro de las estructuras de financiación tipo *Project finance* suelen aparecer instrumentos tradicionales, como deudas *senior*, subordinadas, capital, etc. pero con la particularidad de que se realizan en el seno de la sociedad vehículo.

- **LIBOR**

Libor es el acrónimo de *London Interbank Offered Rate*. Libor es la tasa de interés a la que los principales bancos de la ciudad de Londres realizan los préstamos interbancarios (préstamos entre ellos) en dólares americanos (US\$) y otras monedas distintas del Euro. La tasa Libor es la tasa de referencia más usada en préstamos y créditos denominados US\$ a nivel mundial. Conceptualmente, es equivalente a la tasa conocida como Euribor empleada para préstamos interbancarios en euros.

- **TASA PRIME**

La tasa Prime es una tasa de interés que calcula la publicación “*The Wall Street Journal*”. Se determina como el promedio de la tasa que emplean los 10 mayores bancos de Estados Unidos para prestarle a sus clientes de menor riesgo. Presenta una elevada correlación con la tasa Libor.

- **ACCIONES PREFERENTES**

Las acciones preferentes son aquellas que, frente a las acciones comunes u ordinarias, presentan algún tipo de condición especial, ya sea en derechos políticos o económicos. Normalmente, las acciones preferentes pueden tener dos tipos de condiciones especiales: respecto a los derechos políticos o respecto a los derechos económicos.

Respecto a los derechos políticos, es común que las acciones preferentes los tengan restringidos (por ejemplo, que el tenedor de acciones preferentes no tenga derecho a voto en las asambleas de accionistas). Respecto a los derechos económicos, es común que las acciones preferentes tengan privilegios sobre las acciones comunes (por ejemplo, que las acciones comunes no reciban pago de dividendos si las acciones preferentes no han recibido un dividendo de cuantía establecida en el momento de su emisión).

En determinadas ocasiones, ciertas financiaciones híbridas entre deuda y capital como la financiación *mezzanine* se instrumenta mediante acciones preferentes.

4.3.1. CASO 2.1. EMPRESA DE GRAN TAMAÑO QUE EJECUTA CON FONDOS PROPIOS.

En este caso, el proyecto es relativamente “pequeño” respecto al tamaño de la empresa. Es decir que, de acuerdo a directrices empresariales previamente establecidas, la cantidad de inversión demandada por el proyecto hidroeléctrico, hace innecesario el apalancamiento financiero. Por tanto, se asume que la totalidad de lo invertido es aportado por la empresa a través de fondos propios.

En resumen, los condicionantes del dimensionamiento en este Caso se muestran en la Tabla 12.

Tabla nº 12: *Condicionantes Caso 2.1*

Parámetro	Descripción
Moneda	Dólar estadounidense (año 2016)
Horizonte de análisis	20 años
Inversión inicial	Presupuesto de construcción estimado por método paramétricos más costes adicionales estimados como un porcentaje del presupuesto construcción (ingeniería, desarrollo, imprevistos, etc.)
Coste de operación y mantenimiento	2 % de la Inversión por kW instalado ²²
Ingresos	Provenientes exclusivamente del precio de la energía a precio Spot (promedio anual 2004 – 2015: 98,34 US\$/kWh)
Tasa de descuento	12% (ver apartado 4.2.1)
Financiación	100% fondos propios
Función objetivo:	Maximización VAN y TIR. La TIR mínima aceptada es 12%.

Fuente: Elaboración propia

4.3.2. CASO 2.2. EMPRESA DE GRAN TAMAÑO CON APALANCAMIENTO.

Este es el caso más común de financiación de proyectos hidroeléctricos, en el cual, el promotor deberá aportar una parte de la inversión total (entre el 30% y el 40%) y el resto lo realizan generalmente instituciones bancarias, a través de distintos instrumentos financieros. En este sentido, el dimensionamiento de la central se realiza para cumplir al menos con dos objetivos. Por un lado, se deberá tender a la maximización de la rentabilidad (TIR y VAN) del accionista, y por otro, deberán cumplirse una o varias condiciones impuestas por el banco relacionadas con el pago de la deuda. Dichas condiciones pueden estar relacionadas con garantías o fondos de reserva para imprevistos, entre otros. En este sentido, las instituciones financieras suelen imponer ratios mínimas de servicio de deuda (*DSCR – Debt Service Coverage Ratio* – ver definición en apartado 3.3.5.3.), como una forma de asegurar que el flujo de caja generado por el proyecto tiene un margen de maniobra para el pago de la deuda.

Por tanto, la primera condición a cumplir será que el DSCR se mantenga todos los años por encima del valor mínimo, y dentro de las soluciones que cumplen lo anterior, se seleccionará aquella cuyo reparto de dividendos origine un mayor TIR para la inversión de fondos propios del agente promotor.

Ahora bien, en el caso particular de una empresa de gran tamaño, suponiendo que la inversión es relativamente pequeña comparado con su balance, es habitual que no se restrinja el cumplimiento del DCSR en algunos casos que pudiéramos considerar extremos (años secos), sino que el promotor tiene la disponibilidad de asistir financieramente al Proyecto en los casos en que no cumpla el DSCR, y determine una cantidad que está dispuesta a prestar al proyecto,

²² Ver apartado 3.3.5.3 y referencia IEA, 2010c.

siempre y cuando esto sirva para aumentar su rentabilidad. Lógicamente, esa asistencia financiera que acometería el promotor debe ser retribuida al margen de los dividendos y tener la consideración de deuda subordinada.

Por tanto, en el flujo de caja del promotor, se añadirá, en los años en que el DSCR no cumpla, un préstamo limitado en cantidad (un 10 % de la inversión) y que pague un interés propio de deuda subordinada, que a efectos prácticos podemos equiparar a la TSD. Como deuda subordinada, sus intereses procederán a pagarse con los excedentes de caja siempre que se supere el DSCR mínimo, y una vez satisfechos los mismos procederá a amortizarse el capital, igualmente siempre que el DSCR mínimo lo permita. Tanto las aportaciones como los ingresos por intereses, que normalmente estarán exentos de impuestos, pasan a formar parte del flujo de caja del promotor, cuyo TIR debe maximizarse a lo largo del horizonte temporal.

4.3.2.1. INSTRUMENTOS FINANCIEROS COMÚNMENTE UTILIZADOS EN GUATEMALA

A continuación, se resumen los principales instrumentos financieros utilizados en Guatemala para los proyectos hidroeléctricos, de acuerdo a investigaciones realizadas por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE, 2010). Si bien existen mecanismos para financiar la preinversión (estudios, permisos, etc.), los siguientes apartados tratan únicamente la financiación de la inversión principal (construcción y equipos).

4.3.2.2. DEUDA PRINCIPAL O DEUDA “SENIOR”

La deuda es la forma más usual, y la que aporta la mayor proporción de recursos al financiación de los proyectos de generación eléctrica (BCIE, 2010). Los recursos de esta fuente suelen utilizarse para la fase de construcción que incluyen las obras civiles y la compra e instalación del equipo electromecánico. Esta deuda representa el 60%-70% de la inversión total.

Las fuentes de financiación suelen ser bancos comerciales del país, bancos comerciales internacionales, bancos multilaterales y bancos de desarrollo públicos. Los plazos de la deuda oscilan entre 8 y 15 años, y suele concederse por parte del banco un periodo de carencia o gracia (dentro del plazo) que coincide con el periodo de construcción de la central. En dicho periodo de gracia únicamente se pagan los intereses de la deuda.

Las tasas de interés suelen ser variables. Esto significa que el banco establecerá una tasa para cada periodo de pago, dependiendo de las condiciones imperantes en el mercado financiero. En muchos casos, la tasa de interés se relaciona (o indexa) a una tasa de referencia internacional como el Libor o la tasa Prime (definidas en el apartado 4.3.). El pago de la deuda suele realizarse con cuotas niveladas (amortización más intereses), en el que las primeras tienen una proporción mayor de intereses, mientras que las últimas se invierte dicha proporción, lo que en el sector se denomina amortización *mortgage style* o amortización francesa.

La utilización de deuda *senior* como instrumento financiero suele utilizarse para proyectos de menos de 25 MW (BCIE, 2010) y conlleva generalmente garantías adicionales a los activos del proyecto. Dichas garantías pueden ser hipotecarias, o de avales bancarios, de acuerdo a requerimientos específicos de la institución financiera, y al riesgo del proyecto.

4.3.2.3. PROJECT FINANCE

Es un tipo captación de recursos en forma de deuda que presenta las siguientes características (OLADE, 2011)

- Se fundamenta en la capacidad del proyecto de generar flujos de caja suficientes para repagar las obligaciones crediticias contratadas.
- Se aísla al promotor en términos de su responsabilidad sobre los riesgos del negocio. Las garantías provendrán exclusivamente del proyecto.
- Se recurre a la constitución de una empresa independiente para proyecto (sociedad vehículo del proyecto), a la cual se trasladan todos los activos y derechos del proyecto, con el fin de facilitar el control por parte de los entes financieros.
- Se requieren de estructuras legales más complejas, que se justifican en el caso proyectos grandes.

Al igual que en el caso de la deuda '*senior*', su utilización se da en la fase de inversión, y se utiliza principalmente para cubrir los costos de equipamiento y construcción de obras civiles.

Por la complejidad de las estructuras requeridas, y por el gran tamaño de los proyectos que se suelen financiar con este mecanismo, participan en este tipo de financiación los bancos multilaterales, como el BCIE, y los grandes bancos privados internacionales. Es frecuente la participación de varios bancos en forma sindicada.

El *project finance* es una modalidad enfocada en financiación de largo plazo (10 a 15 años), plazo dentro del cual se contempla también un periodo de gracia de acuerdo a las necesidades del proyecto.

4.3.2.4. CONDICIONANTES DE DIMENSIONAMIENTO

Se observa que los instrumentos deuda *senior* y *project finance* se diferencian principalmente en las garantías necesarias para la concesión del préstamo, presentando aspectos comunes como la estructuración y pago de la deuda, salvando las tasas de interés para cada proyecto en particular.

Para establecer los condicionantes se han entrevistado diferentes promotores de proyectos hidroeléctricos en Guatemala. Para desarrollar el presente Caso, se utilizarán las siguientes condiciones de financiación (Tabla 13), provenientes de un proyecto real en fase de construcción (AMLO, 2016).

Tabla nº 13: *Condicionantes Caso 2.2*

Parámetro	Descripción
Moneda	Dólar estadounidense (año 2016)
Horizonte de análisis	20 años
Inversión inicial	Presupuesto de construcción estimado por método paramétricos más costes adicionales estimados como un porcentaje del presupuesto construcción (ingeniería, desarrollo, imprevistos, etc.)
Coste de operación y mantenimiento	2 % de la Inversión por kW instalado ²³
Gastos financieros:	1,75% del monto de la deuda <i>senior</i>
Ingresos	Provenientes exclusivamente del precio de la energía a precio Spot (promedio anual 2004 – 2015: 98,34 US\$/kWh)
Tasa de descuento	12% (ver apartado 4.2.1)
Financiación	40% fondos propios – 60% deuda <i>senior</i>
Tasa de interés del préstamo:	7% ²⁴
Amortización:	Cuotas trimestrales; la primera cuota será pagada en el segundo trimestre completo luego de terminado el Periodo de Gracia (Periodo de Construcción). Plazo 12 años (2 años de Gracia + 10 años para el pago de la deuda).
Funciones objetivo:	a. DSCR > 1,45 b. Maximización VAN y TIR. La TIR mínima aceptada es 12%.

Fuente: Elaboración propia

La estructura financiera de este Caso se esquematiza en la Tabla 14.

Tabla nº 14: *Estructura financiera Caso 2.2*

ACTIVOS	Deuda Senior	<i>Pasivo</i>
	Fondos propios	<i>Patrimonio</i>

Fuente: Elaboración propia

²³ Ver apartado 3.3.5.3 y referencia IEA, 2010c.

²⁴ De acuerdo a AMLO (2016), la tasa de interés suele ser variable y equivalente a Libor (6 meses) + 5.50% p.a. sujeto a una Tasa Piso (o tasa mínima a aplicar) de 7.00% p.a. durante el periodo de construcción. Al concluir el periodo de construcción y haber cumplido con todos los requisitos y haber iniciado la operación comercial el piso de la tasa de interés será del 6.75% p.a. El cálculo de los intereses será bajo la base de un año de 360 días. El pago de intereses y capital será libre de deducciones, impuestos, penalidades o alguna retención. Se simplifica el caso utilizando la Tasa Piso de 7%.

4.3.3. CASO 2.3. EMPRESA DE PEQUEÑO TAMAÑO CON APALANCAMIENTO.

Al igual que el caso anterior, este caso exige al promotor aportar una parte de la inversión total (entre el 30% y el 40%) y el resto lo realizan generalmente instituciones bancarias, a través de distintos instrumentos financieros. En este sentido, el dimensionamiento de la central se realiza para cumplir al menos con dos objetivos. Por un lado, se deberá tender a la maximización de la rentabilidad (TIR y VAN) del accionista, y por otro, deberán cumplirse una o varias condiciones impuestas por el banco relacionadas con el pago de la deuda. Dichas condiciones pueden estar relacionadas con garantías o fondos de reserva para imprevistos, entre otros. En este sentido, las instituciones financieras suelen imponer ratios mínimas de servicio de deuda (*DSCR – Debt Service Coverage Ratio*), como una forma de asegurar que el flujo de caja generado por el proyecto tiene un margen de maniobra para el pago de la deuda.

Por tanto, la primera condición a cumplir será que el DSCR se mantenga todos los años por encima del valor mínimo, y dentro de las soluciones que cumplen lo anterior, se seleccionará aquella cuyo reparto de dividendos origine un mayor TIR para la inversión de fondos propios del agente promotor.

Sin embargo, en el caso de una empresa pequeña, entendiendo como tal una empresa para la que el proyecto signifique una parte importante de su balance, no tendrá la capacidad de prestar asistencia financiera al proyecto en caso de que el DSCR no cumpla, y por tanto deberá exigir su estricto cumplimiento todos los años.

Por tanto, en el flujo de caja del promotor, no habrá costes o ingresos adicionales a los de la etapa de construcción.

4.3.4. CASO 2.4. EMPRESA DE PEQUEÑO TAMAÑO CON APALANCAMIENTO Y CON PARTE DE CAPITAL APALANCADO (MEZZANINE).

Existen casos en los que el promotor, por su debilidad financiera, necesita un aporte adicional de fondos para acometer el proyecto, ya que las inversiones pueden superar ampliamente lo que se tiene disponible como fondos propios (caso típico de empresas que denominaremos *de pequeño tamaño*). En estos casos suelen utilizarse los denominados instrumentos *mezzanine* para completar la estructura financiera del proyecto. Típicamente, los instrumentos *mezzanine* se utilizarán para cubrir la brecha entre el capital accionario y la deuda común, y representan aproximadamente el 15%-30% de la estructura financiera. Dentro del concepto de financiación *mezzanine* pueden acomodarse instrumentos de muy distinta naturaleza, entre las cuales están: a) deuda subordinada, b) la deuda convertible c) las acciones preferentes (BCIE, 2010).

Como característica especial de los instrumentos *mezzanine*, sobresale el hecho de que el pago de intereses y dividendos asociados a los mismos están subordinados al servicio de deuda de los instrumentos como la deuda *senior*. Dependiendo de sus características específicas, pueden clasificarse contablemente como parte del pasivo o del patrimonio.

No obstante, sea cual sea la figura jurídica y contable que se adopte para la aportación *mezzanine*, a nivel financiero se trata en la práctica de un préstamo subordinado que debe cumplir que sus propios índices (DSCR) y que, además, lleva implícitas dos condiciones: una tasa mayor, normalmente en torno a la TSD + un diferencial entre los 100 y los 400 puntos

básicos, y lleva aparejada la prohibición total de distribuir dividendos hasta el total pago de intereses y capital propios de la deuda *mezzanine*.

Las instituciones financieras que aportan estas formas de financiación suelen ajustar la forma de pago de intereses o dividendos y también la amortización a la capacidad de pago del proyecto. El pago de los intereses o dividendos asociados a estas formas alternativas de financiación puede negociarse de diferentes formas; aparte de un pago periódico en efectivo, se puede negociar la capitalización de intereses o la acumulación de un dividendo preferente durante un período determinado. El hecho de tratarse de una deuda subordinada implica un riesgo mayor para sus tenedores, y por lo tanto implican para el prestatario un costo mayor (BCIE, 2010).

No obstante, sea cual sea la figura jurídica que se adopte para la aportación *mezzanine*, a nivel financiero se trata en la práctica de un préstamo subordinado que debe cumplir que sus propios índices (DSCR) y que, además, lleva implícitas dos condiciones: una tasa mayor, normalmente en torno a la TSD + un diferencial entre los 100 y los 400 puntos básicos, y lleva aparejada la prohibición total de distribuir dividendos hasta el total pago de intereses y capital propios de la deuda *mezzanine*.

En cuanto al plazo, los instrumentos *mezzanine* tiene usualmente un periodo de repago de entre 5 y 7 años.

Para modelizar el Caso 2.4 se adoptarán las siguientes hipótesis de cálculo:

- Período de repago de la deuda *mezzanine*: 6 años.
- Importe: 20 % de la inversión.
- Tasa de interés: 15 %.
- DSCR mínimo a cumplir en el modelo: 1.45 para la deuda senior y 1.20 para la deuda *mezzanine*.
- Limitación total al reparto de dividendos hasta que la deuda *mezzanine* haya sido totalmente satisfecha.
- Limitación total a repago anticipado de la deuda *mezzanine*, en caso de existir fondos excedentes se reservan.

Por tanto, la estructura financiera de este Caso estaría compuesta por dos préstamos más el capital aportado por el promotor procedente de fondos propios, como se muestra en la Tabla 15.

Tabla nº 15: Estructura financiera Caso 2.4.

ACTIVOS	Deuda Senior	Pasivo
	Deuda Mezzanine	
	Fondos propios	Patrimonio

Fuente: Elaboración propia

Al igual que en los Casos 2.1, 2.2 y 2.3, la función objetivo sigue siendo la maximización de la rentabilidad del promotor. Adicionalmente a lo establecido en el Caso 2.3, el flujo de caja

deberá tomar en cuenta el pago de la deuda *mezzanine* en el periodo establecido y a una tasa de interés superior a la de la deuda *senior*. Sin embargo, el flujo de caja del promotor se ve severamente condicionado por los pagos de la deuda *mezzanine*, a cambio de una menor aportación.

En resumen, los condicionantes del Caso 2.4 se resumen en la Tabla 16.

Tabla nº 16: *Condicionantes Caso 2.4*

Parámetro	Descripción
Moneda	Dólar estadounidense (año 2016)
Horizonte de análisis	20 años
Inversión inicial	Presupuesto de construcción estimado por método paramétricos más costes adicionales estimados como un porcentaje del presupuesto construcción (ingeniería, desarrollo, imprevistos, etc.)
Coste de operación y mantenimiento	2 % de la Inversión por kW instalado ²⁵
Gastos financieros:	1,75% del monto de la deuda <i>senior</i>
Ingresos	Provenientes exclusivamente del precio de la energía a precio Spot (promedio anual 2004 – 2015: 98,34 US\$/kWh)
Tasa de descuento	12% (ver apartado 4.2.1)
Financiación	20% fondos propios – 20% deuda <i>mezzanine</i> – 60% deuda <i>senior</i>
Tasa de interés del préstamo:	7% deuda <i>senior</i> – 15% deuda <i>mezzanine</i>
Amortización:	Deuda Senior: Cuotas trimestrales; la primera cuota será pagada en el segundo trimestre completo luego de terminado el Periodo de Gracia (Periodo de Construcción). Plazo 12 años (2 años de Gracia + 10 años para el pago de la deuda). Deuda <i>mezzanine</i> : Cuotas trimestrales sin Periodo de Gracia. Plazo: 6años.
Funciones objetivo:	a. DSCR Deuda Senior > 1,45x b. DSCR Deuda Mezzanine > 1.2x c. Maximización VAN y TIR. La TIR mínima aceptada es 12%.

Fuente: Elaboración propia

²⁵ Ver apartado 3.3.5.3 y referencia IEA, 2010c.

4.4. CASO 3. MICROEMPRESA O PARTICULAR CON RECURSO PROPIO PRE-FIJADO Y SIN POSIBILIDAD DE ASISTIR FINANCIERAMENTE AL PROYECTO DURANTE LA EXPLOTACIÓN. CENTRAL CONECTADA A RED.

Este Caso suele ser particular en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de pequeña escala, en los que el promotor fija un máximo de fondos disponibles para invertir, y con los cuales espera una rentabilidad mínima determinada. Es decir, independientemente de que el recurso (caudal) y el salto disponible posean el potencial de configurar un proyecto de mayores dimensiones, el promotor fija un techo de gasto, ya sea por estrategia empresarial, o porque el proyecto es un producto residual de su actividad principal.

Por ejemplo, un promotor con una explotación ganadera de gran tamaño, con grandes extensiones de terreno por los que discurra un cuerpo de agua con potencial hidroeléctrico, probablemente se interese en desarrollar el proyecto como una fuente de ingresos adicional, sin embargo, no está interesado en inundar parte de sus tierras para construir un embalse de regulación e invertir una cantidad sensiblemente mayor que conlleve riesgos en un sector que para éste es poco conocido.

Por tanto, es un Caso en el que el diseñador deberá optimizar el proyecto, para ajustar la totalidad de la inversión (desarrollo + ingeniería + construcción + otros) a un techo de gasto impuesto por el promotor, y que a su vez tenga una configuración tal que maximice la rentabilidad esperada, cumpliendo incluso con una TIR mínima.

Así, los condicionantes de dimensionamiento del Caso 3 se muestran en la Tabla 17.

Tabla nº 17: Condicionantes Caso 3

Parámetro	Descripción
Moneda	Dólar estadounidense (año 2016)
Horizonte de análisis	20 años
Inversión inicial	Presupuesto de construcción estimado por método paramétricos más costes adicionales estimados como un porcentaje del presupuesto construcción (ingeniería, desarrollo, imprevistos, etc.)
Coste de operación y mantenimiento	2 % de la Inversión por kW instalado ²⁶
Ingresos	Provenientes exclusivamente del precio de la energía a precio Spot (promedio anual 2004 – 2015: 98,34 US\$/kWh)
Tasa de descuento	12% (ver apartado 4.2.1)
Financiación	100% fondos propios
Función objetivo:	a. No sobrepasar el techo de gasto impuesto. b. Maximización VAN y TIR. La TIR mínima aceptada es 12%.

Fuente: Elaboración propia

²⁶ Ver apartado 3.3.5.3 y referencia IEA, 2010c.

4.5. CASO 4. CENTRAL AISLADA CON FINANCIACIÓN EXTERNO NO REEMBOL-SABLE.

Este caso suele presentarse en aquellos sitios en los que, debido a su situación y a la demanda a satisfacer, se hace inviable la interconexión a la red nacional. En Guatemala, por ejemplo, zonas del Departamento de Baja Verapaz (p.ej. microcuencias Xeúl Canchel y Chibalam Chimachó) cuentan con una geografía y unos recursos hídricos que combinados resultan en un potencial hidroeléctrico con capacidad para satisfacer la demanda esperada en zonas aisladas.

No obstante, debido a la situación económica de estas zonas, es poco probable el interés de la inversión privada, debido a que la obtención de una rentabilidad mínima en base a la venta de energía es prácticamente inviable.

En este sentido, este Caso se proyecta de tal forma que la inversión se realiza mediante una cooperativa que se financia con dos fuentes: préstamos y con donaciones lisas y llanas. Suele ser frecuente que los donantes exijan que una parte relevante de los fondos sea aportada por alguna entidad financiera y que los cooperativistas se conviertan en codeudores de esa deuda, con el objetivo de que a medio y largo plazo se responsabilicen del correcto uso de la infraestructura y de los flujos obtenidos. El donante podrá, en ocasiones, además de aportar su propia donación, ejercer como garante (mediante aval u otros instrumentos) de la deuda, o en ocasiones el propio donante tomará el papel de prestamista para la deuda.

Otro condicionante distinto al resto de Casos es el dimensionamiento para la demanda proyectada a 20 años. Es decir, la función objetivo principal es satisfacer dicha demanda con una disponibilidad mínima del 95%.

Los condicionantes de este Caso se muestran en la Tabla 18.

Tabla nº 18: *Condicionantes Caso 4*

Parámetro	Descripción
Moneda	Dólar estadounidense (año 2016)
Horizonte de análisis	20 años
Inversión inicial	Presupuesto de construcción estimado por método paramétricos más costes adicionales estimados como un porcentaje del presupuesto construcción (ingeniería, desarrollo, imprevistos, etc.)
Coste de operación y mantenimiento	2 % de la Inversión por kW instalado ²⁷
Ingresos	Provenientes exclusivamente de la venta de energía para autoconsumo. Se deberá determinar el precio mínimo en el que la inversión es viable.
Tasa de descuento	12% (ver apartado 4.2.1)
Financiación	20% con fondos provenientes de donación. 80% deuda <i>senior</i> .
Tasa de interés del préstamo:	7%
Amortización:	Cuotas trimestrales; la primera cuota será pagada en el segundo trimestre completo luego de terminado el Periodo de Gracia (Periodo de Construcción). Plazo 12 años (2 años de Gracia + 10 años para el pago de la deuda).
Crecimiento de la demanda:	3% anual
Función objetivo:	a. Satisfacer la demanda con disponibilidad mínima del 95% b. TIR≈ 12%, VAN≈0 c. DSCR>1,45x

Fuente: Elaboración propia

Por tanto, la central deberá dimensionarse para cubrir la demanda en los 20 años de análisis, tomando en cuenta un crecimiento anual del 3% desde su puesta en marcha. Además, se tomará en cuenta que la energía producida será vendida únicamente a la población a servir y no se tomará en cuenta una posible venta al Mercado Mayorista de los excedentes de producción.

Para el desarrollo de este caso se ha tomado la demanda estimada para la comunidad de Chimachó (Cubulco, Baja Verapaz) en Guatemala, de acuerdo a los cálculos realizados por FSOLAR(2008) e HIDRALIA (2012). La Tabla 19 muestra la información de partida para la estimación de los consumos de esta comunidad para el año 1:

²⁷ Ver apartado 3.3.5.3 y referencia IEA, 2010c.

Tabla nº 19: Estimación de la demanda para el Caso 4

Tabla de autoconsumos		Carga diurna				Carga nocturna			
Tipo de carga		fs	fu	Potencia (kW)	Consumo 12 horas (kWh)	fs	fu	Potencia (kW)	Consumo 12 horas (kWh)
Usos Institucionales									
Casa Comunal	18,00	0,6	0,7	7,56	90,72	0,5	0,7	6,3	75,6
Escuelas y Telesecundarias	4,50	0,6	0,7	1,89	22,68	0,5	0,7	1,575	18,9
Iglesias	9,00	0,6	0,7	3,78	45,36	0,5	0,7	3,15	37,8
SUBTOTAL	31,50			13,23	158,76			11,025	132,3
Usos Productivos									
Beneficio	5,00	0,8	0,9	3,6	43,2	0,4	0,5	1,00	12,00
Tiendas	45,00	0,8	0,9	32,4	388,8	0,4	0,5	9,00	108,00
Molino de Nixtamal	54,00	0,8	0,9	38,88	466,56	0,4	0,5	10,80	129,60
SUBTOTAL	104,00			74,88	898,56			20,8	249,6
Alumbrado Público									
Alumbrado Público	20,63	0	0	0	0	1	1	20,63	247,50
SUBTOTAL	20,63			0	0			20,63	247,50
Demanda Doméstica									
Demanda Doméstica	214,00	0,5	0,7	74,9	898,8	0,7	0,9	134,82	1617,84
SUBTOTAL	214,00			74,9	898,8			134,82	1617,84
TOTAL	349,50			163,01	1956,12			187,27	2247,24

fs = factor de simultaneidad

fu = factor de uso

Fuente: FSOLAR (2008), HIDRALIA (2012) y Elaboración propia

La evolución de la demanda hasta el año 20 se muestra en la Tabla 20.

Tabla nº 20: Evolución de la demanda Caso 4

	POTENCIA (kW)	ENERGÍA ANUAL (MWh)
AÑO 1	197,00	1534,23
AÑO 2	202,91	1580,25
AÑO 3	209,00	1627,66
AÑO 4	215,27	1676,49
AÑO 5	221,73	1726,79
AÑO 6	228,38	1778,59
AÑO 7	235,23	1831,95
AÑO 8	242,29	1886,90
AÑO 9	249,55	1943,51
AÑO 10	257,04	2001,82
AÑO 11	264,75	2061,87
AÑO 12	272,69	2123,73
AÑO 13	280,87	2187,44
AÑO 14	289,30	2253,06
AÑO 15	297,98	2320,66
AÑO 16	306,92	2390,27
AÑO 17	316,13	2461,98
AÑO 18	325,61	2535,84
AÑO 19	335,38	2611,92
AÑO 20	345,44	2690,28

Fuente: Elaboración propia

Para que un proyecto de estas características sea sostenible en el tiempo, debe necesariamente generar flujo de caja para reponer y reparar los distintos elementos del mismo y prolongar su vida útil. Dichas inversiones, conocidas como CAPEX en argot financiero, deberán ser costeadas por los flujos del propio proyecto. Para la determinación del CAPEX se hace uso de la herramienta RETScreen de presupuestos para cada uno de los tamaños analizados y se distribuyen los valores calculados a lo largo del flujo de caja. Se ha dispuesto la reposición de parte de la inversión en obra civil y la totalidad de los equipos electromecánicos.

Debido a que la venta de energía está limitada al autoconsumo, es probable que en este Caso el precio de venta asumido para el resto de casos no sea suficiente para obtener un tamaño mínimo de central, que satisfaga los condicionantes impuestos. Debido a esto, se realizarán una serie de iteraciones para obtener el precio más bajo con el cual se cumplan las funciones objetivo.

4.6. RESUMEN DE CASOS

A continuación, en la Tabla 21, se presenta un resumen de los casos propuestos para el desarrollo de la tesis.

Tabla nº 21: Comparativa de condicionantes de casos presentados

Parámetro	Caso 1	Caso 2.1	Caso 2.2	Caso 2.3	Caso 2.4	Caso 3	Caso 4
Moneda							
Horizonte de análisis							
Inversión inicial							
Coste de operación y mantenimiento							
Gastos financieros:	n.a.	n.a.	1,75% del monto de la deuda <i>senior</i>	1,75% del monto de la deuda <i>senior</i>	1,75% del monto de la deuda <i>senior</i>	n.a.	1,75% del monto de la deuda <i>senior</i>
Ingresos							
Tasa de descuento							
Financiación	100% fondos propios estatales	100% fondos propios	40% fondos propios – 60% deuda <i>senior</i>	40% fondos propios – 60% deuda <i>senior</i>	20% fondos propios – 20% deuda <i>mezzanine</i> – 60% deuda <i>senior</i>	100% fondos propios	20% con fondos de donación – 80% deuda <i>senior</i> .
Tasa de interés del préstamo:	n.a.	n.a.	7%	7%	7% deuda <i>senior</i> – 15% deuda <i>mezzanine</i>	n.a.	7%
Amortización:	n.a.	n.a.	Cuotas trimestrales: la primera cuota será pagada en el segundo trimestre completo luego de terminado el Periodo de Gracia (Periodo de Construcción). Plazo 12 años (2 años de Gracia + 10 años para el pago de la deuda).	Cuotas trimestrales: la primera cuota será pagada en el segundo trimestre completo luego de terminado el Periodo de Gracia (Periodo de Construcción). Plazo 12 años (2 años de Gracia + 10 años para el pago de la deuda). Sin posibilidad de asistencia por parte del inversor en caso de no cumplir DSCR.	Deuda <i>Senior</i> : Cuotas trimestrales: la primera cuota será pagada en el segundo trimestre completo luego de terminado el Periodo de Gracia (Periodo de Construcción). Plazo 12 años (2 años de Gracia + 10 años para el pago de la deuda). Deuda <i>mezzanine</i> : Cuotas trimestrales sin Periodo de Gracia. Plazo: 5 años.	n.a.	Cuotas trimestrales: la primera cuota será pagada en el segundo trimestre completo luego de terminado el Periodo de Gracia (Periodo de Construcción). Plazo 12 años (2 años de Gracia + 10 años para el pago de la deuda). Sin posibilidad de asistencia por parte del inversor en caso de no cumplir DSCR.
Funciones objetivo:	VAN=0 (TIR=12%)	Maximización VAN y TIR. La TIR mínima aceptada es 12%.	• Maximización VAN y TIR. La TIR mínima aceptada es 12%. • DSCR > 1,45x	• Maximización VAN y TIR. La TIR mínima aceptada es 12%. • DSCR > 1,45x	• Maximización VAN y TIR. La TIR mínima aceptada es 12%. • Senior > 1,45x • Mezzanine 1,20x	• Maximización VAN y TIR. La TIR mínima aceptada es 12%. • No sobrepasar el techo de gasto impuesto.	• Satisfacer la demanda con disponibilidad mínima del 95% • TIR=0% • DSCR>1,45

Fuente: Elaboración propia

n.a. = no aplica

5. DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS DE CÁLCULO

5. DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS DE CÁLCULO

5.1. INTRODUCCIÓN

Una vez presentados los casos a desarrollar, el siguiente paso es implementar una serie de modelos que sirvan para automatizar los cálculos y poder determinar el tamaño óptimo de la central, utilizando las funciones objetivo y los condicionantes de cada Caso.

Estos modelos deben ser capaces de:

- Obtener de forma paramétrica el presupuesto del proyecto hidroeléctrico.
- Calcular las producciones energéticas tomando en cuenta pérdidas hidráulicas, eficiencia de equipos y los caudales diarios que llegan a la toma.
- Calcular los ingresos generados por el proyecto
- Calcular los costes por operación y mantenimiento, impuestos y otros.
- Determinar y ubicar temporalmente las cuotas de la deuda, en el caso de existir financiación, en base a las condiciones de la estructura financiera
- Calcular el *Debt Service Coverage Ratio (DSCR)* anual, e identificar si cumple con el condicionante respectivo.
- Generar un modelo financiero con los flujos de caja obtenidos tanto para los ingresos como los desembolsos.
- Calcular el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para cada una de las alternativas analizadas en cada caso.
- Obtener el dimensionamiento óptimo de la central en base a los condicionantes de cada caso.

A continuación, se desarrollan los procedimientos seguidos para implementar cada parte del modelo de cálculo, y la forma en que se han integrado en hojas de cálculo para automatizar su uso.

5.2. CÁLCULO DE PRESUPUESTOS: SOFTWARE RETSCREEN

Uno de los grandes problemas a que el proyectista se enfrenta al momento de realizar Estudios de Prefactibilidad (Previabilidad) de proyectos hidroeléctricos es la adecuada estimación del presupuesto de la obra, considerando el poco grado de detalle de dichos estudios en esta etapa. Esta falta de información conlleva principalmente a estimar de manera errónea el presupuesto del proyecto y por tanto la viabilidad económica de la futura central.

Algunas instituciones como CEPAL (1976), el Banco Mundial (Morrow, E. & Shangraw, R., 1990) o el Natural Resources of Canada (NRC, 2005) han desarrollado metodologías para la estimación paramétrica del presupuesto de una central hidroeléctrica, basándose en información estadística de centrales construidas y en operación, cuyos costes finales son conocidos. Sin embargo, no todas las metodologías tienen la misma precisión y aplicabilidad, dado que no todas contemplan la problemática de los costes locales de cada país.

El objetivo de este apartado es determinar la precisión del módulo de presupuestos del software RETScreen (NRC, 2005) para su aplicación a proyectos hidroeléctricos en Guatemala. Para ello se ha realizado un análisis comparativo con presupuestos obtenidos de los Estudios de Factibilidad de siete proyectos hidroeléctricos de entre 2 MW y 9 MW.

5.2.1. MODELO RETSCREEN

Natural Resources Canada (NRC) es el ministerio de Canadá responsable, entre otras cosas, de los recursos naturales, energía, minerales, bosques y ciencias de la tierra. Esta entidad ha desarrollado una herramienta para el análisis de viabilidad de proyectos de eficiencia energética, energías renovables y cogeneración, así como para el análisis del rendimiento energético operativo, denominada RETScreen (NRC, 2005).

El modelo RETScreen consiste en varios módulos con la capacidad de evaluar producción energética, análisis del ciclo de vida de proyectos, así como el cálculo de la reducción de gases de efecto invernadero para distintas tecnologías renovables, como solar, eólico e hidroeléctrica de pequeña escala. Cada módulo se organiza en distintas hojas de cálculo de Excel combinadas en un solo libro de trabajo o fichero (NRC, 2005).

El módulo de RETScreen para proyectos de minicentrales hidroeléctricas incluye herramientas para evaluar la energía disponible en un sitio con potencial hidroeléctrico, el cual puede diseñarse ya sea conectado a red o trabajar de manera aislada. El modelo puede trabajar tanto en centrales de agua fluyente o con embalse de regulación, e incorpora una serie de fórmulas para el cálculo de eficiencias para una gran variedad de turbinas hidráulicas (NRC, 2005).

El modelo RETScreen permite realizar el análisis económico para proyectos hidroeléctricos a través de unas hojas de cálculo que están compuestas por diferentes métodos para la estimación del presupuesto de la inversión. Concretamente, se incluyen dos metodologías: el Método de las Fórmulas y el Método Detallado.

El Método de las Fórmulas utiliza ecuaciones obtenidas a partir de datos recopilados a lo largo de veinte años, tanto de centrales hidroeléctricas de gran capacidad instalada como de minicentrales. Utilizando correctamente este método se tendrá una línea base para el proyecto.

Por otro lado, el Método Detallado permite al usuario introducir cantidades y precios unitarios para el cálculo final del presupuesto.

Se han realizado validaciones de la estimación de costes mediante fórmulas. Una de estas validaciones, realizada por el Natural Resources Canada, se ha hecho con la Central Hidroeléctrica Rose Blanche (6MW), ubicada en Newfoundland, Canadá (NRC, 2005). Se han comparado los costes *as-built* (costes reales finales de construcción de la central) y los resultados obtenidos con el Método de las Fórmulas. Los resultados mostraron que este última estima un coste superior en un 14%. No obstante, dado que el módulo de RETScreen incluye una partida para estudios de factibilidad y el coste *as-built* no lo hace, la diferencia se reduce al 11%.

Con lo anterior y para el caso de Rose Blanche se concluye que el Método de las Fórmulas desarrollado por RETScreen presenta estimaciones adecuadas tomando en cuenta que está diseñado para estudios de prefactibilidad, en donde se esperaría incluso diferencias mayores. Cabe hacer notar, que la bondad de los resultados depende mucho de la correcta aplicación del modelo, ya que hay que especificar antes de los cálculos si la central será pequeña, mini o micro, así como la moneda a utilizar y la relación de costes laborales del sitio donde se evalúa en relación con los costes en Canadá, entre otros aspectos.

Para realizar una validación local (Guatemala) del Método de las Fórmulas, se ha obtenido información detallada de proyectos hidroeléctricos a nivel de Viabilidad, denominados “Proyectos de Validación”, los cuales servirán para determinar la precisión del Método y su uso como herramienta de cálculo de esta tesis.

5.2.2. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS PARA VALIDACIÓN

Los proyectos utilizados para validación se ubican en Guatemala, y todos se encuentran en etapa de desarrollo, habiéndose completado sus Estudios de Factibilidad a lo largo del año 2014. Los Estudios fueron facilitados por los promotores de los proyectos e ingenierías que participan en su desarrollo.

5.2.2.1. P.H. SEMUC

El Proyecto se encuentra localizado en el Municipio de Gualán, Departamento de Zacapa. El esquema proyectado consiste en la construcción de una presa sobre el río Semuc que servirá para desviar parte del caudal circulante hasta una obra de toma situada en la margen derecha del mismo río. Al final de la toma se ubicará un desarenador para decantar las partículas de diámetro superior a 0,4 mm. La estructura finalizará en una cámara de carga desde donde iniciará la tubería de conducción hasta la sala de máquinas. La tubería trabajará enteramente en presión y se construirá tanto en GRP (Glass Reinforced Plastic), para los tramos de menor carga, como en acero para los más cercanos a la sala de máquinas. Una vez en la central la tubería se bifurcará hacia dos turbinas tipo Pelton, que posteriormente se restituirán hacia el mismo río Semuc a través de canales independientes (Accorgroup, 2014).

5.2.2.2. P.H. LOURDES

El Proyecto se encuentra localizado en el Municipio de Santa Catarina La Tinta, Departamento de Alta Verapaz. El esquema proyectado consiste en la construcción de una presa sobre el río Samiljá que servirá para desviar parte del caudal circulante hacia la sala de máquinas. La presa formará un embalse capaz de proporcionar el volumen necesario para una regulación horaria de

los caudales turbinados. En el estribo izquierdo se encuentra una obra de toma desde donde parte la tubería de presión, la cual se construirá en GRP (Glass Reinforced Plastic). Una vez en la central la tubería se bifurcará hacia dos turbinas tipo Francis, que posteriormente se restituirán hacia el mismo río Samiljá a través de canales independientes (Accorgroup, 2014).

5.2.2.3. P.H. HIDRO GUALÁN

El Proyecto se encuentra localizado en el Municipio de Gualán, Departamento de Zacapa. El esquema proyectado consiste en una obra de toma para operación fluyente. De la Obra de Toma se conduce el agua derivada directamente hasta la Sala de Máquinas mediante una tubería GRP (Glass Reinforced Plastic), la cual estará siempre en presión. Dicha conducción se realiza enteramente por la margen izquierda del río, discurrendo mayormente en baja presión para, al final de la tubería, desarrollar la mayor parte del salto útil (94,31m). En la Sala de Máquinas se turbinará el agua total derivada por medio de dos turbinas Francis de eje horizontal (Qanat, 2014).

5.2.2.4. P.H. LA MEJANA

El Proyecto se encuentra localizado en el Municipio de San José El Rodeo, Departamento de San Marcos. El esquema proyectado consiste en tres obras de toma tipo tirolesas²⁸, una en el río Negro y dos en el río Cabuz. El agua derivada en el río Negro se transporta por medio de un canal que atraviesa las obras de toma en el río Cabuz, en las que se le adicionan al canal el caudal derivado en dichas obras de toma.

Tras atravesar la última obra de toma en el río Cabuz, se conduce del caudal derivado con un canal tapado hasta el desarenador. Al final del desarenador se conduce el agua a través de un canal abierto hasta la cámara de carga.

Desde la cámara de carga hasta la sala de máquinas se transporta el agua por medio de una tubería de presión de GRP, la cual termina en una bifurcación que permite repartir el caudal entre las dos turbinas Francis de eje vertical instaladas en la sala de máquinas (HE, 2014).

5.2.2.5. P.H. MASÁ A

El Proyecto se encuentra localizado en el Municipio de Santo Tomás La Unión, Departamento de Sololá. El esquema proyectado consiste en la construcción de una presa sobre el río Masá que servirá para desviar parte del caudal circulante hasta una obra de toma situada en la margen derecha del mismo río. Al final de la toma se ubicará un desarenador para decantar las partículas de diámetro superior a 0,4 mm. La estructura finalizará en una cámara de carga desde donde iniciará la tubería de conducción hasta la sala de máquinas. La tubería trabajará enteramente en presión y se construirá en acero. Una vez en la central la tubería conducirá el agua hacia una turbina tipo Pelton, que posteriormente restituirá hacia el mismo río Masá a través de un canal de hormigón. El Estudio de Factibilidad original contempla cuatro variantes del proyecto. Para fines del presente estudio se analizará lo correspondiente a la variante A.

²⁸ La obra de toma tirolesa es un tipo de captación cuya característica principal es que recoge el caudal en un canal interior, en la parte central de su sección, protegido por rejillas con inclinación favorable a la corriente del río, de manera que las rejillas permiten el paso de arrastres y flotantes por encima de ellas, evitando su entrada al canal interior.

5.2.2.6. P.H. SAN LUIS

El Proyecto se encuentra localizado en el Municipio de Pachalum, Departamento de Quiché. El esquema incluye un azud de derivación sobre el río Tumbadero, el cual sirve para elevar la lámina de agua y encauzar el caudal hacia la obra de toma, la cual a su vez da paso al desarenador de 10 m de longitud. Al final del desarenador se construirá una cámara de carga desde donde partirá una tubería de hierro fundido dúctil, la cual conducirá el agua hasta la central, donde se bifurcará para llevar el caudal hacia dos turbinas tipo Pelton. Una vez turbinado, el caudal se devuelve al río Tumbadero por su margen derecha (HSL, 2014).

5.2.2.7. P.H. TALCANAC

El Proyecto se encuentra localizado en el Municipio de San Martín Sacatepequez, Departamento de Quetzaltenango. La captación se realiza a través de una toma tipo Tirolesa sobre el río Talcanac, desde donde se conduce el agua hasta una balsa de regulación mediante una tubería HDPE que trabaja en lámina libre. Previo al ingreso a la tubería de trasvase se instala un desarenador para decantar las partículas de mayor tamaño. La balsa se forma en zonas de desmonte y terraplén, utilizando principalmente materiales locales. Adosada a la balsa se encuentra una segunda obra de toma desde donde parte una tubería forzada de acero, cuyo alineamiento se perfila enterrado en algunos tramos y aéreo en otros. Al final de la tubería, en la sala de máquinas, se instala una turbina tipo Pelton de eje horizontal. Una vez turbinado, el caudal se devuelve al río Talcanac por su margen izquierda (EF, 2014).

Las principales características de los proyectos se resumen en la Tabla 122.

Tabla nº 22: Principales características Proyectos de Validación

Proyecto	P.H. Semuc	P.H. Lourdes	P.H. Hidro Gualán	P.H. La Mejana	P.H. Masa A	P.H. San Luis	P.H. Talcanac
Caudal de diseño	2,75 m³/s	5,00 m³/s	3,20 m³/s	18 m³/s	1,15 m³/s	0,95 m³/s	1,60 m³/s
Salto útil	418,00 m	178,00 m	94,31 m	27,5 m	239 m	274,50 m	412,49 m
Salto neto	400,76 m	152,70 m	87,69 m	26,17 m	236,05 m	259,96 m	403,74 m
Potencia de la Planta	9.149 kW	6.420 kW	2.352 kW	2.963 kW	2.228 kW	2.095 kW	5.412 kW
Producción año medio	39.106 MWh	23.454 MWh	8.696 MWh	16.923 MWh	14.829 MWh	10.670 MWh	21.671 MWh
Horas equivalentes	4274	3653	3697	5711	6656	5093	4004
Eficiencia técnica	49%	42%	42%	65%	76%	58%	46%
Presupuesto de ejecución material	US\$ 12.656.129,00	US\$ 13.837.439,00	US\$ 6.707.679,00	US\$ 8.535.442,67	US\$ 4.322.336,38	US\$ 4.008.941,00	US\$ 9.712.092,00
Coste unitario	US\$1.383/kW	US\$2.155/kW	US\$2.852/kW	US\$2.881/kW	US\$1.940/kW	US\$1.914/kW	US\$1.795/kW

Fuente: Elaboración propia

5.2.3. METODOLOGÍA

5.2.3.1. RECOPIACIÓN DE DATOS DE LOS PROYECTOS DE VALIDACIÓN

Se utilizó el módulo de presupuestos del software RETScreen 4, utilizando el método de las fórmulas, denominado Método 1. Para ello, fue necesario recopilar información de cada uno de los proyectos a validar. Dicha información consistió en datos como: caudal de diseño, salto útil, número de turbinas, tipo de turbinas, tipo de instalación (mini, micro o pequeña), existencia o no de azud de derivación, longitud de coronación del azud, existencia de roca en sitio de presa, longitud de caminos de acceso, dificultad del terreno para la construcción de caminos de accesos, longitud del canal de derivación, longitud y número de tuberías de presión, pérdidas admisibles en la tubería, tipo de red a servir (aislada o red central), tensión y longitud de línea de interconexión, así como la dificultad del terreno por donde discurre, entre otros. Los valores utilizados en cada uno de los proyectos son los que se muestran en la Tabla 23.

Tabla nº 23: *Parámetros utilizados en el modelo para cada proyecto*

Parámetro	P.H. Semuc	P.H. Lourdes	P.H. Hidro Gualán	P.H. La Mejana
Caudal de diseño	2,75 m ³ /s	5,00 m ³ /s	3,20 m ³ /s	18 m ³ /s
Salto útil	418,0 m	178,0 m	94,31m	27,5
Número de turbinas	2	2	2	2
Tipo de turbinas	Pelton	Francis	Francis	Francis
Tipo de instalación	Mini	Pequeño	Mini	Pequeño
Existencia de azud de derivación	No	No	No	No
Longitud de coronación del azud	26 m	61,5 m	25,0 m	48,5 m
Existencia de roca en sitio de presa	Si	Si	Si	Si
Longitud de caminos de accesos	2,0 km	8,4 km	3,1 km	9,0 km
Dificultad del terreno (caminos de acceso)	3	3	3,5	3
Longitud del canal de conducción	0 km	0 km	0 km	700 m
Longitud de tubería de presión	2.388,7 m	4.478,0 m	2.641,0 m	125,0 m
Número de tuberías de presión	1	1	1	1
Pérdidas admisibles en la tubería	4,1%	14,2%	7,0%	0,6%
Tipo de red a servir	Red central	Red central	Red central	Red central
Tensión y longitud de línea de interconexión	69 kV (18,5 km)	69 kV (13,2 km)	69 kV (16,1 km)	13,8 kV (3,4 km)
Dificultad del terreno (línea de interconexión)	1,5	1,5	1,5	1,0

Parámetro	P.H. Masá A	P.H. San Luis	P.H. Talcanac
Caudal de diseño	1,15 m ³ /s	0,95 m ³ /s	1,60 m ³ /s
Salto útil	239,0 m	274,50 m	412,49 m
Número de turbinas	2	2	1
Tipo de turbinas	Pelton	Pelton	Pelton
Tipo de instalación	Mini	Mini	Pequeño
Existencia de azud de derivación	No	No	No
Longitud de coronación del azud	18,0 m	27,5 m	20,0 m
Existencia de roca en sitio de presa	Si	Si	Si
Longitud de caminos de accesos	2,3 km	3,8 km	4,0 km
Dificultad del terreno (caminos de acceso)	3	3	5
Longitud del canal de conducción	0 km	0	2.000 m
Longitud de tubería de presión	2.365,0 m	2.176,0 m	1.424,0 m
Número de tuberías de presión	1	1	1
Pérdidas admisibles en la tubería	1,0%	5,2%	2,1%
Tipo de red a servir	Red central	Red central	Red central
Tensión y longitud de línea de interconexión	13,8 kV (3,7 km)	13,8 kV (5,5 km)	34,5 kV (12,3 km)
Dificultad del terreno (línea de interconexión)	1,0	1,0	1,0

Fuente: Elaboración propia

5.2.3.2. RECOPIACIÓN DE DATOS PARA TRANSPOSICIÓN

El Método 1 del módulo de presupuestos de minicentrales hidroeléctricas de RETScreen, fue desarrollado a partir de la evaluación de costes de centrales ubicadas principalmente en Canadá (NRC, 2005). Para aplicar el módulo en cualquier país del mundo, los autores incluyeron en las fórmulas factores de relación de costos entre el país destino y Canadá. Dichos factores son cinco:

- Tipo de cambio USD/CAD y USD/GTQ
- Relación de costes de equipos de construcción local vs canadiense (E_c)
- Relación de costes de combustibles local vs. Canadiense (F_c)
- Relación de costes laborales local vs canadiense (L_c)
- Coeficiente de coste de fabricación de los equipos (K)

Tipo de cambio USD/CAD y GTQ/USD

Se consultaron los tipos de cambio promedio de Julio de 2014. Las fuentes de información fueron el Banco de Canadá (Bank of Canada) y el Banco de Guatemala. Los tipos de cambio fueron 0,93 USD/CAD y 7,77 GTQ/USD.

Relación de costes de equipos de construcción local vs. Canadiense (E_c)

Se consultaron fuentes de precios de alquiler de equipo de construcción en Canadá como The Nova Scotia Road Builders Association (NSRBA, 2012) y se han comparado con los precios locales en Guatemala. En términos generales se observa que los precios son similares, por lo que se ha tomado la relación $E_c=1$

Relación de costes de combustibles local vs. Canadiense (F_c)

Se obtuvo el precio promedio de la gasolina regular para julio de 2014 como parámetro para establecer la relación de costes entre ambos países. Para ello, en el caso de Canadá se ha consultado la web de Statistics Canada, la agencia del Gobierno federal canadiense encargada de recoger y compilar datos estadísticos sobre Canadá y los canadienses. Para el caso de Guatemala, se han recopilado los datos oficiales emitidos por la Dirección General de Hidrocarburos, dependencia del Ministerio de Energía y Minas. El precio promedio de la gasolina regular para Canadá en fue de 1,2520 USD/litro, mientras que en Guatemala 1,1268 USD/litro, resultando en un $F_c=0,8999$.

Relación de costes laborales local vs. Canadiense (L_c)

La relación L_c se calculó a partir de los salarios mínimos de ambos países para el año 2014. Para ello, en el caso de Canadá se consultó la web de Statistics Canada, mientras que para Guatemala se obtuvieron los datos publicados por el Ministerio de Trabajo y Previsión Social. En Canadá el salario mínimo en dólares americanos fue de 9,66 USD/hora, mientras que para Guatemala el salario mínimo “no agrícola” fue de 1,34 USD/hora, resultando en un $L_c=0,1387$.

Coeficiente de coste de fabricación de los equipos (K)

Considerando que en las centrales hidroeléctricas construidas en Guatemala suelen importarse los equipos electromecánicos que más influyen en el presupuesto (equipo turbogenerador), se ha

tomado un valor de $K=1$. Estudios como Alvarado-Ancieta (2009) han analizado costes de equipos electromecánicos a nivel mundial, no encontrándose una correspondencia estricta entre el país de destino y el precio unitario de tales equipos. Los costes suelen seguir una tendencia y no alejarse de la media, por lo que es razonable esperar que el valor de K adopte el valor de 1.

La Tabla 24 resume los factores de relación de costes encontrados para el presente estudio.

Tabla nº 24: Factores de relación de costes

Factor	Valor
Tipo de cambio USD/CAD	0,93
Tipo de cambio GTQ/USD	7,77
Relación de costes de equipos de construcción local vs canadiense (E_c)	1
Relación de costes de combustibles local vs. Canadiense (F_c)	0,8999
Relación de costes laborales local vs canadiense (L_c)	0,1387
Coefficiente de coste de fabricación de los equipos (K)	1

Fuente: Elaboración propia

5.2.3.3. CALCULO DE PRESUPUESTOS CON RETSCREEN

Utilizando el software RETScreen 4 y el Método 1 para la estimación de presupuestos de minicentrales hidroeléctricas, se calcularon todos los presupuestos de las centrales para validación. El software contempla esquemas de proyecto compuestos como máximo por los siguientes elementos: azud de derivación, canal para conducción del caudal hasta la cámara de carga, túnel, tubería forzada de acero y sala de máquinas equipada con turbinas ya sea tipo Francis, Pelton o Kaplan. Existe la posibilidad de incluir o no los caminos de acceso a la central.

Una de las limitaciones del software es la imposibilidad de variar el material de la tubería forzada, o cambiar el canal de conducción por una tubería que funcione en lámina libre. Esto repercute directamente en los presupuestos de los proyectos Semuc, Lourdes, Hidro Gualán y La Mejana, cuyas tuberías forzadas se diseñan en GRP. Para solventar esto, se realizó un análisis comparativo entre costes de suministro e instalación de tuberías de acero y GRP del mismo diámetro, a partir de información de la base de precios del Canal de Isabel II de 2014 (CISII, 2014). Las diferencias entre el precio de ambos tipos de tubería son variables, siendo menores en diámetros nominales menores que 1000 mm, obteniéndose ratios que van desde 0,50 hasta 0,90 (relación precios GRP/ACERO). En promedio y para fines del presente estudio, se ha adoptado una relación precio unitario promedio por metro lineal de tubería GRP/ACERO de 0,67.

5.2.3.4. ORGANIZACIÓN DE PRESUPUESTOS DE VALIDACIÓN

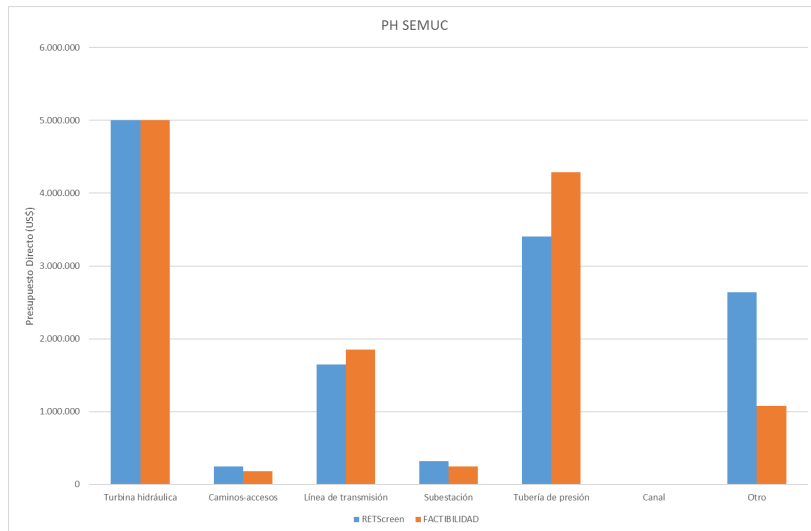
Posteriormente, los presupuestos de validación (Presupuestos Base) se agruparon en capítulos similares a los incluidos en RETScreen para facilitar la evaluación. Estos capítulos fueron:

- Turbina hidráulica
- Caminos-accesos
- Línea de transmisión
- Subestación
- Tubería de derivación y forzada
- Canal
- Otro

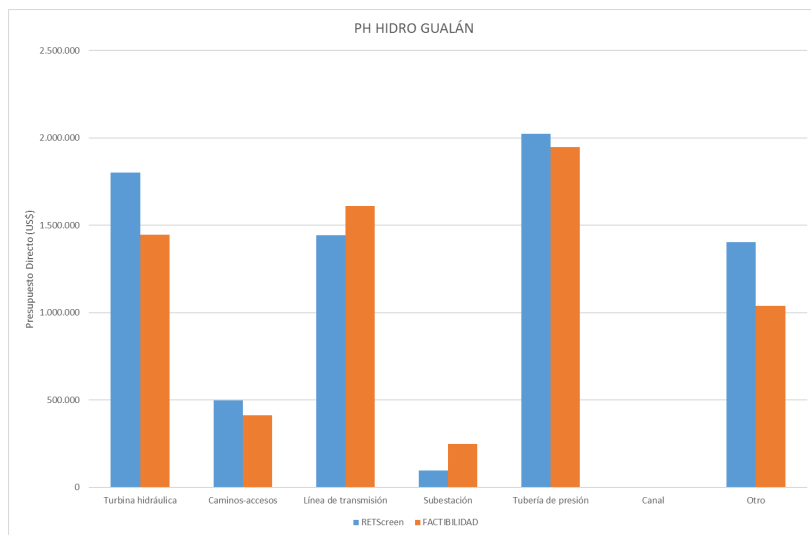
5.2.4. RESULTADOS

La Figura 35 detalla gráficamente los resultados por proyecto. El resumen de las diferencias por capítulos como porcentaje del Presupuesto Base se muestra en la Figura 36. Se observa cómo, a excepción del PH Masá A, las menores diferencias se encuentran en el capítulo Turbina Hidráulica, con rangos desde -25% hasta 3%. Por otro lado, el capítulo con mayor variación de resultados es la Subestación, oscilando entre -80% hasta 61%, respecto al Presupuesto Base.

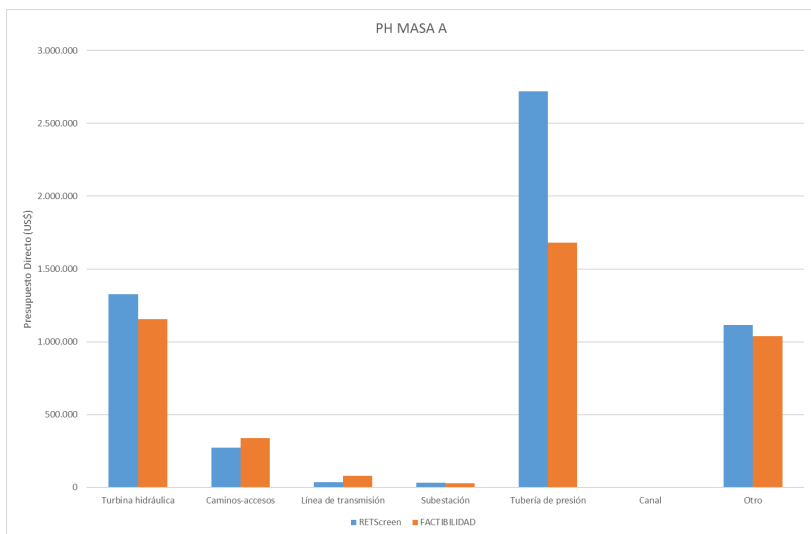
Las diferencias totales encontradas entre los Presupuestos Base y los calculados con RETScreen, expresados como un porcentaje de los primeros, se muestra en la Figura 37. Se observa cómo 6 de 7 propuestos calculados con RETScreen están por debajo de los Presupuestos Base. La máxima diferencia encontrada fue de 27% (PH Masá A), mientras que la mínima fue de $\pm 1\%$, en los proyectos Lourdes y Talcanac. La diferencia promedio entre presupuestos fue de 11%. Cabe hacer notar que el signo de la diferencia denota si el presupuesto calculado con RETScreen es mayor o menor que el Presupuesto Base. El signo positivo indica que el presupuesto calculado con RETScreen es mayor que el Presupuesto Base.



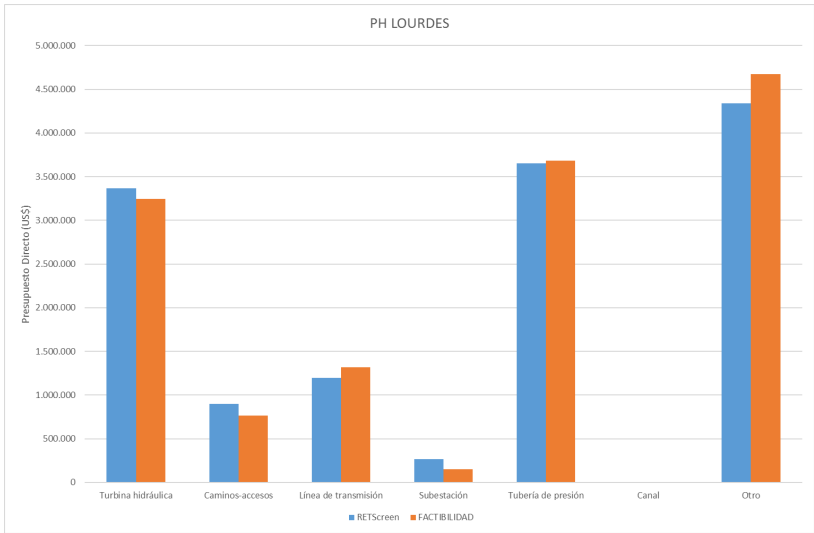
A



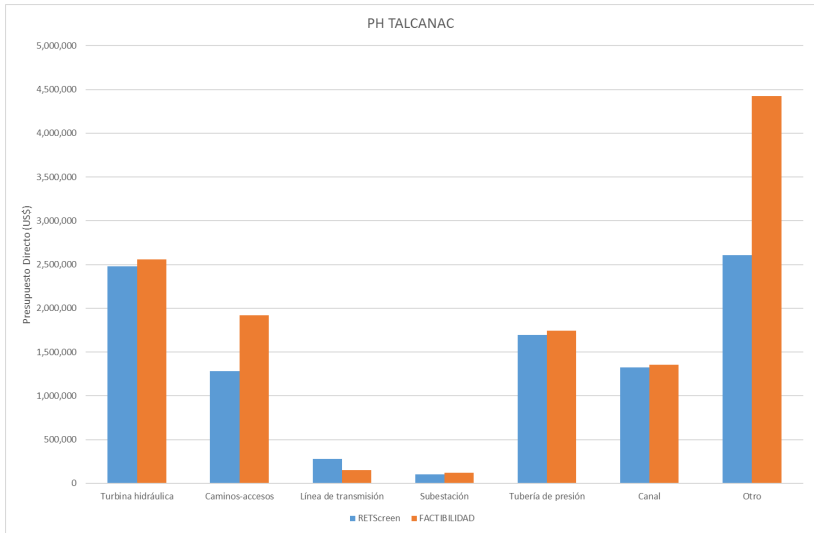
B



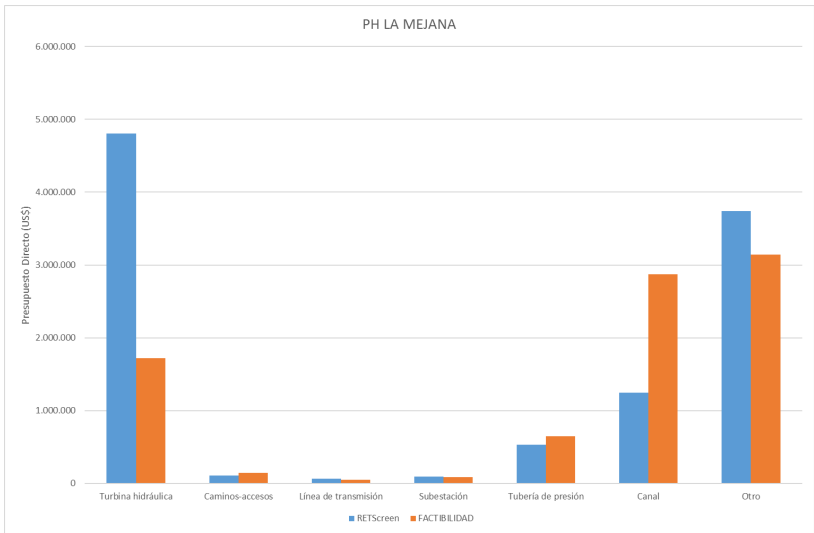
C



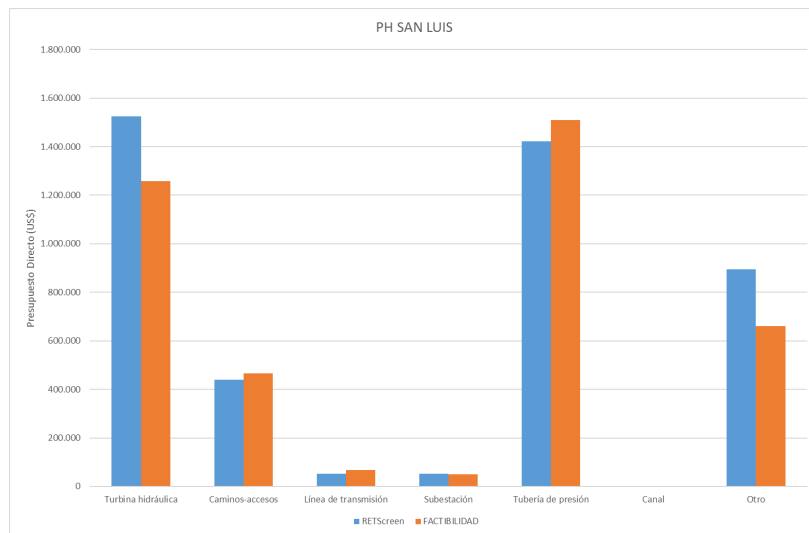
D



E



F



G

Figura n° 35: Presupuestos por proyecto y por capítulo

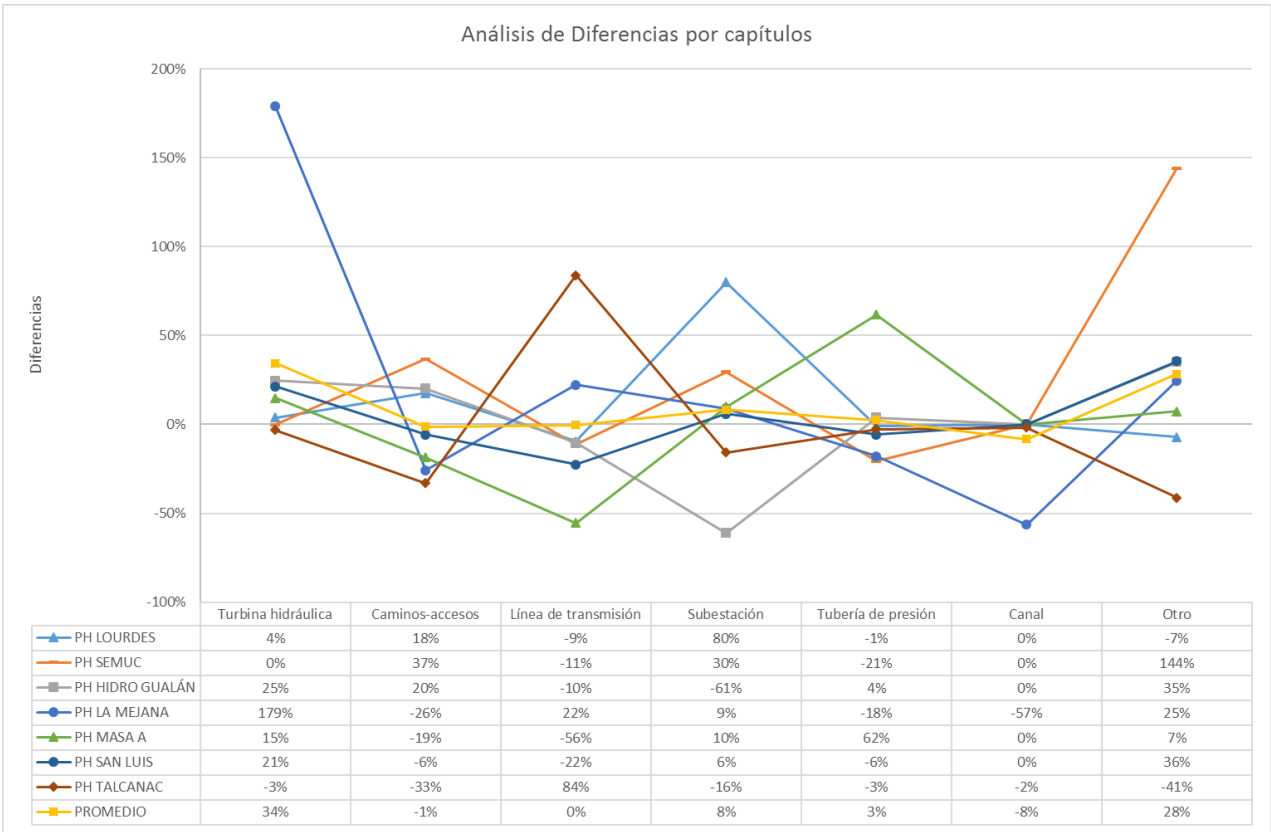


Figura nº 36: Diferencias parciales entre presupuestos. Resumen

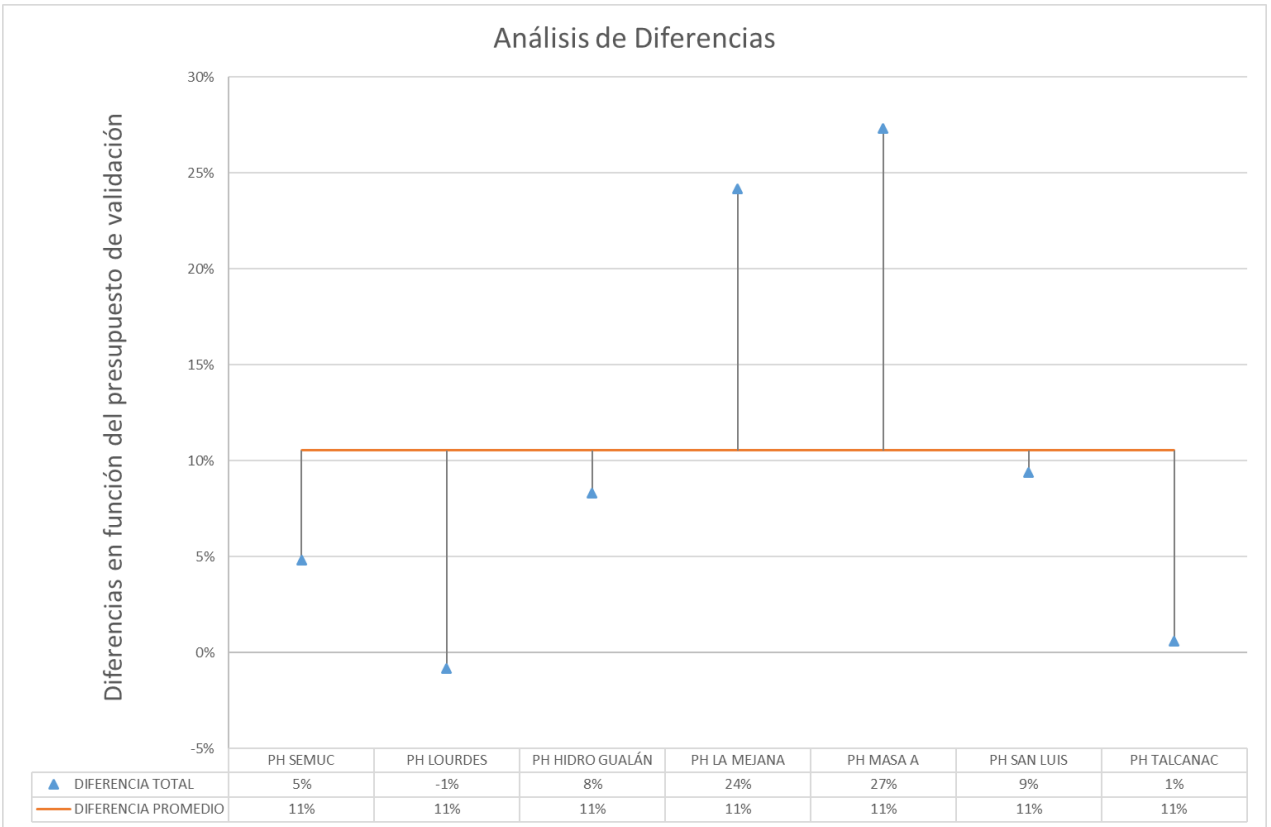
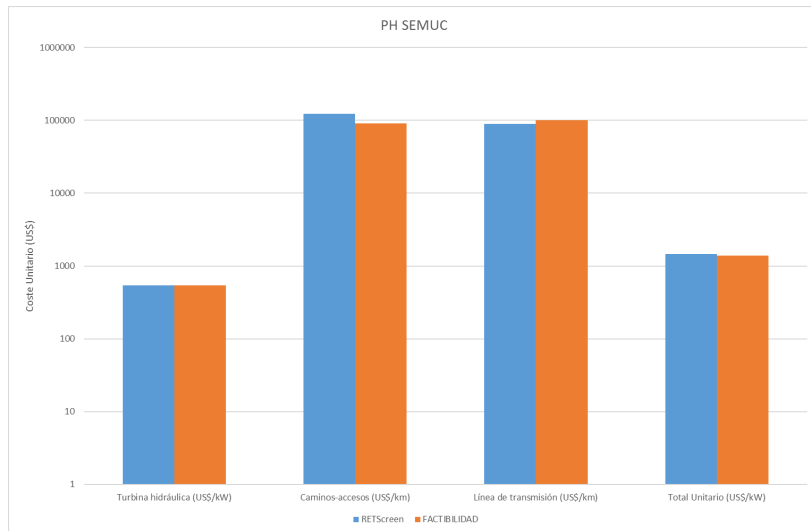
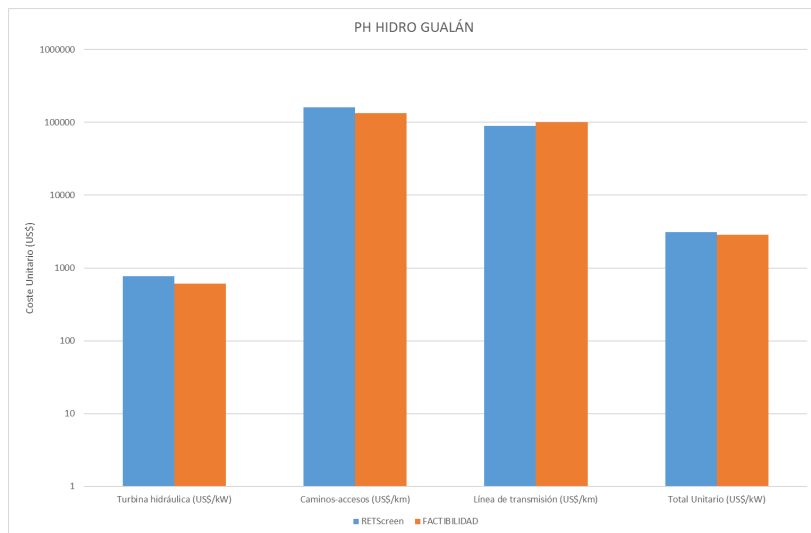


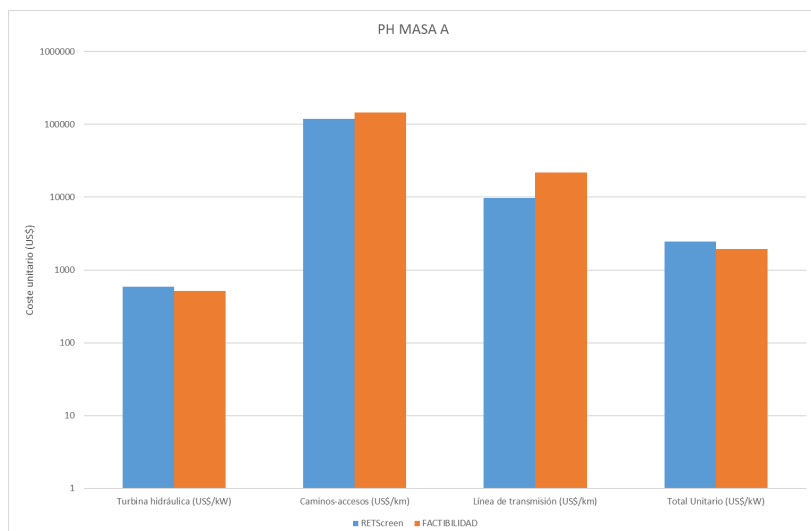
Figura nº 37: Diferencias totales entre presupuesto



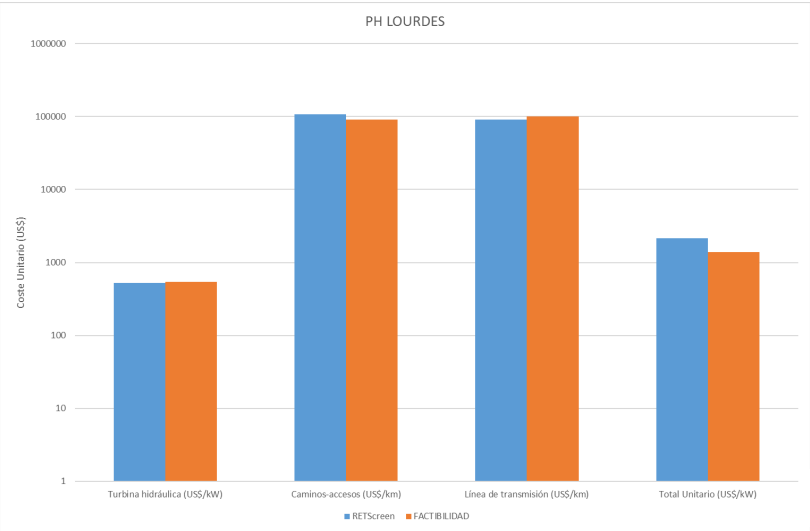
A



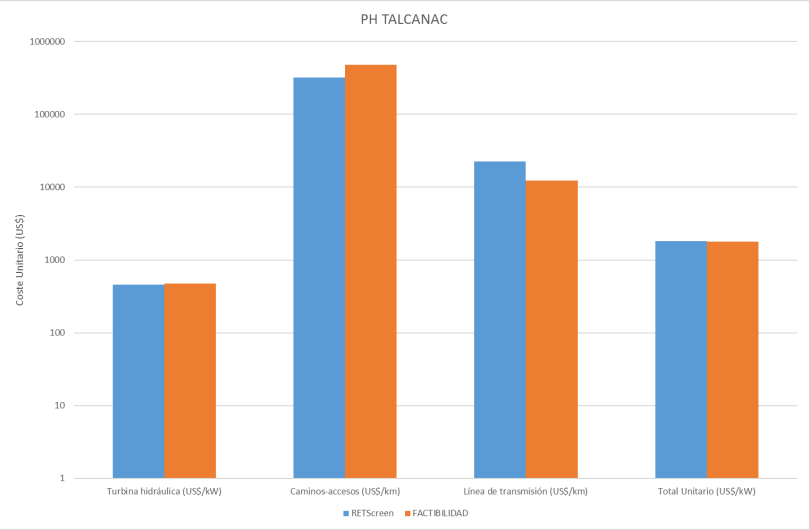
B



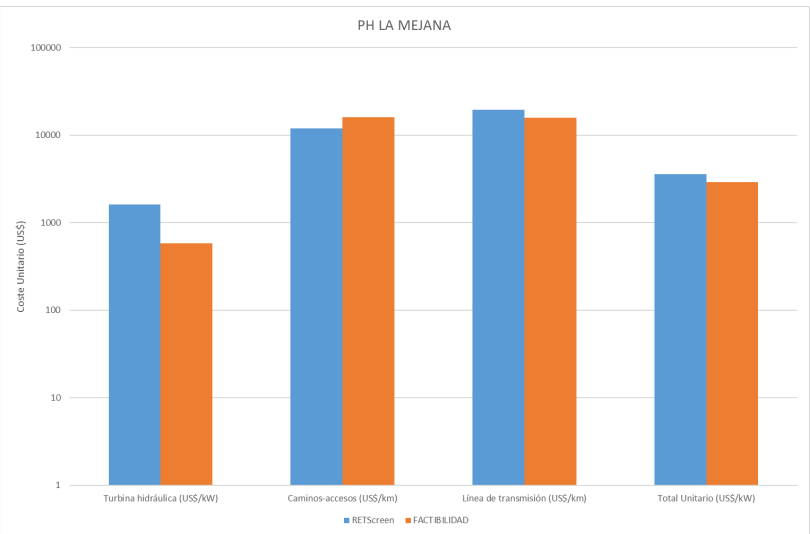
C



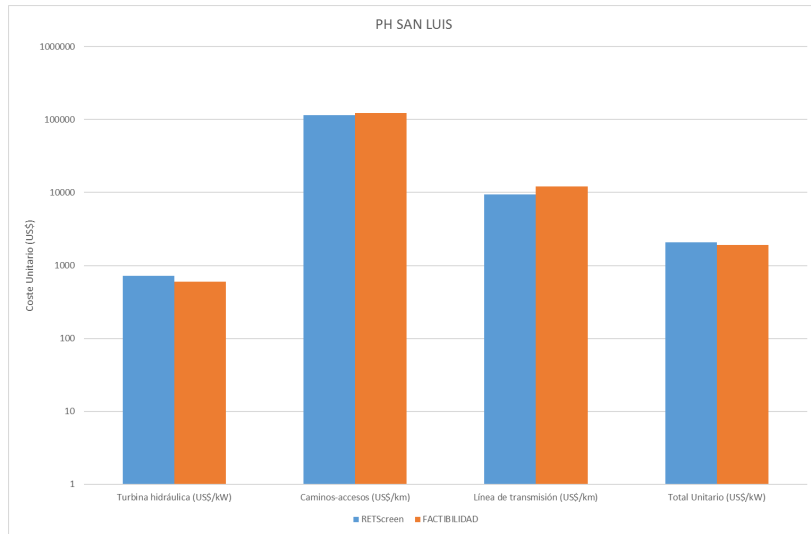
D



E



F



G

Figura nº 38: Costes unitarios de los proyectos

De los cálculos realizados se encontró que los presupuestos obtenidos con RETScreen son en promedio un 11% mayores que los calculados por métodos convencionales, utilizando cantidades de obra y precios unitarios a nivel de Estudios de Factibilidad (Viabilidad).

La Figura 39 muestra gráficamente las desviaciones de los distintos presupuestos respecto a los Presupuestos Base. Seis de los siete proyectos analizados presentan una desviación menor al 25% respecto al Presupuesto Base.

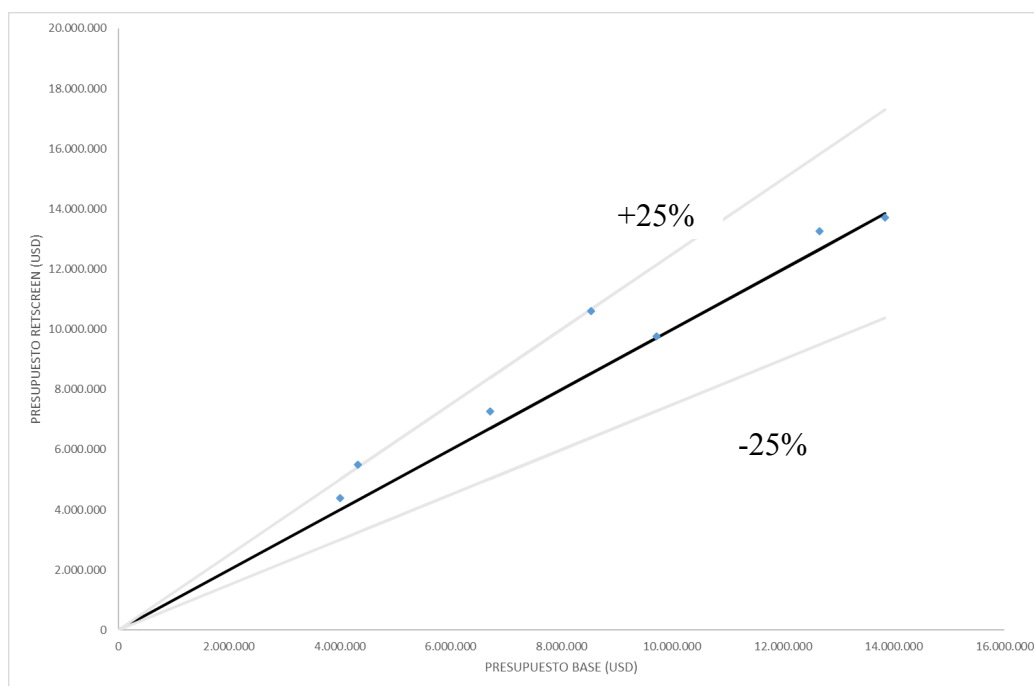


Figura n° 39: Diferencias totales entre presupuestos

En cuanto a las diferencias por capítulos no se observa ninguna tendencia en particular, ya que para el mismo capítulo, pero para diferentes proyectos, las diferencias pudieron ser positivas o negativas. No obstante, esta falta de un patrón definido entre capítulos no afectó el presupuesto final calculado. Se observó que las diferencias entre capítulos se compensaron de tal forma que el resultado final fuera similar al del Presupuesto Base.

Los proyectos analizados presentan esquemas distintos de aprovechamiento, incluyendo estructuras como captaciones tipo tirolesas, balsas de regulación o materiales diferentes para las tuberías. No se observó que esto influyera determinadamente en el resultado. No obstante, los proyectos con esquemas fluyentes compuestos fundamentalmente por presa de derivación, tubería de presión y sala de máquinas, presentan una diferencia menor con los Presupuestos Base, como es el caso del PH Semuc (+5%) y PH Lourdes (-1%).

Si bien los datos de partida para el Método 1 de RETScreen son en su mayoría mediciones directas de las estructuras, como el largo de la presa o la longitud de la tubería, existen otros factores subjetivos que influyen en el resultado. Así, para el caso de los caminos de acceso y la línea de transmisión, deberá especificarse la dificultad del terreno por donde discurre su alineamiento. De acuerdo al manual del software (NRC, 2005), la dificultad del terreno en los caminos de acceso (A) es un parámetro que varía entre 1 y 6, y cuyo valor seleccionado repercute al cuadrado en el presupuesto de los accesos. Así, un kilómetro de caminos de acceso en un terreno con A=1 se estima en USD 15.000,00, mientras que otro con A=6 se estima en USD 531.000,00, para proyectos en Guatemala bajo las premisas de este estudio. La selección de uno u otro factor dependerá del proyectista ya que dicho manual no especifica cuándo utilizar uno u otro valor.

5.2.5. CONCLUSIÓN SOBRE LA UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE EN EL ESTUDIO

Tomando en cuenta que la precisión de los Estudios de Prefactibilidad (previabilidad) es menor que la de los Estudios de Factibilidad y que los presupuestos tienden a variar en $\pm 25\%$ entre una etapa y otra, los resultados sugieren que, para el rango de potencias estudiadas, RETScreen es una herramienta con una precisión suficiente para estimar presupuestos de Prefactibilidad de proyectos hidroeléctricos ubicados en Guatemala. La precisión medida como la diferencia entre los presupuestos de Factibilidad y los presupuestos calculados con RETScreen, muestran que en general RETScreen sobreestima el presupuesto directo del proyecto en una media de 11% respecto al presupuesto de Factibilidad.

Por tanto, se utilizará el software RETScreen para la generación de los presupuestos de todas las dimensiones de las centrales evaluadas en cada Caso.

5.2.6. SECUENCIA DE CÁLCULO DE PRESUPUESTOS

A partir de los datos físicos del esquema de proyecto, se introducirá la información necesaria para que el software genere el presupuesto de la opción a estudiar. Cada opción corresponderá a un caudal de equipamiento (Q_p) con el cual estemos dimensionando la central.

Dado que el esquema será el mismo independientemente de dicho caudal, existirán magnitudes que se mantendrán constantes durante el cálculo, como por ejemplo la longitud de la tubería forzada y de las conducciones, el largo de la presa, la longitud de los caminos de acceso o de la línea de interconexión. Por otro lado, magnitudes como el diámetro de la tubería o el tamaño de las turbinas, serán variables conforme se modifique el caudal de equipamiento. En la Figura 40 se muestran los datos a ingresar para la obtención de un presupuesto en RETScreen.

Método de estimación de costos por fórmulas para hidroeléctricas

País		Guatemala
Relación de costos de equipos local vs. Canadiense		En Guatemala usar 1
Relación de costos de combustibles local vs. Canadiense		En Guatemala usar 0,9
Relación de costos de labor local vs. Canadiense		En Guatemala usar 0,13
Coefficiente de costo de fabricación de los equipos		En Guatemala usar 1
Tipo de cambio	\$CAD si/no	Valor medio 0,93
Clima frío		No
Días de heladas en el sitio	dia	Usar "0" si no hay heladas
Flujo de diseño	m³/s	Caudal de Equipo (Opción a estudiar)
Altura de caída bruta	m	Salto bruto
Número de turbinas	turbina	2
Tipo		Pelton
Flujo por turbina	m³/s	0,25
Diámetro de rueda de la turbina por unidad	m	0,26
Tipo de instalación		Mini
Represa existente	si/no	No
Longitud de cresta de nueva represa	m	25
Roca en el sitio de la represa	si/no	Si
Máximas pérdidas hidráulicas	%	7%
Pérdidas varias	%	0%
☒ Caminos-accesos		
Longitud	km	3,1
Camino solo para construcción	si/no	No
Dificultad del terreno		3,5
☒ Tunnel		
Longitud	m	0
Factor de pérdida de carga admisible en el túnel	%	1
Porcentaje de longitud de túnel revestido	%	1
Método de excavación		Mecanizado
Diámetro	m	0,00
☒ Canal		
Longitud en roca	m	0
Pendiente lateral del terreno en roca (promedio)	°	10
Longitud en suelo impermeable	m	10
Pendiente lateral del terreno en suelo (promedio)	°	10
Pérdidas de carga totales del canal	m	0,0
☒ Tubería de presión		
Longitud	m	2.641,0
Número	tubería de presión	1
Factor de pérdida de carga admisible en la tubería de presión	%	0,07
Diámetro	m	0,71
Espeor promedio de la tubería	mm	7,81
Distancia a las canteras de material de relleno	km	1,0
Línea de transmisión		
Tipo de red		Red-Central
Longitud	km	16,1
Dificultad del terreno		1,5
Tensión	kV	69,0

Valores recomendados por RETScreen -> Pequeño: Flujo de diseño > 12,8 m³/s; Mini: Flujo de diseño entre 0,4 y 12,8 m³/s; Micro: Flujo < 0,4 m³/s

Para esta etapa se recomiendan 2 turbinas gemelas. Para microcentrales utilizar una única turbina

Consultar Ábaco

Usar "0" si no hay heladas

Para esta etapa se recomiendan 2 turbinas gemelas. Para microcentrales utilizar una única turbina

Consultar Ábaco

Usar "0" si no hay heladas

Caudal de Equipo (Opción a estudiar)

Salto bruto

2

Pelton

0,25

0,26

Mini

No

25

Si

7%

0%

3,1

No

3,5

0

1

1

Mecanizado

0,00

0

10

10

10

0,0

2.641,0

1

0,07

0,71

7,81

1,0

Red-Central

16,1

1,5

69,0

Valor entre 1 y 2, siendo 1 el menos dificultoso.

Figura nº 40: Datos a ingresar en RETScreen para el cálculo del presupuesto. Fuente: RETScreen y elaboración propia.

En la Figura 41 se muestra el diagrama de flujo para la obtención de los presupuestos de construcción.

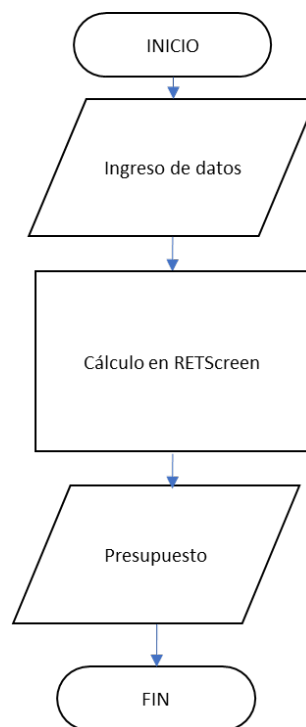


Figura nº 41: Diagrama de flujo para el cálculo de presupuestos. Fuente: Elaboración propia.

5.3. CÁLCULO DE PRODUCCIONES

5.3.1. INTRODUCCIÓN

Los datos precisos para el cálculo de la energía producida por la central son:

- Serie de caudales diarios (Curva de Caudales Clasificados).
- Caudales Ecológicos.
- Salto neto
- Caudal de Equipamiento
- Tipo y número de turbinas

5.3.2. OBTENCIÓN DEL CAUDAL TURBINABLE

El caudal turbinable es aquel que podría utilizarse para generación eléctrica, una vez descontado el caudal ecológico, el cual se considera para el presente estudio en el **10% del caudal medio anual** en el punto de toma. En este documento solo se consideran centrales fluyentes, por lo que el módulo de cálculo no toma en cuenta la regulación temporal del caudal que podría producirse por la formación de embalses diseñados para tal fin. La función condicional utilizada para obtener los caudales turbinables en cada momento es la siguiente:

1. Si el caudal circulante por el río (Q_{di}) es menor que el caudal ecológico, el caudal turbinable será cero.
2. Si la diferencia entre el caudal circulante y el caudal ecológico es positiva, se verificará que esa diferencia sea mayor que el caudal mínimo de equipo. Este caudal mínimo varía en función del tipo de turbina a utilizar.
3. Una vez verificados 1 y 2, el caudal turbinable será la diferencia entre caudal circulante y caudal ecológico.
4. En caso de que el caudal susceptible de turbinar sea mayor que el caudal de diseño, se turbinará el caudal de diseño.

Por tanto, para obtener los caudales turbinables, es necesario haber realizado previamente un estudio hidrológico propio de cada sitio de toma, en el que se determinen los caudales circulantes, preferiblemente a nivel diario.

Considerando que el análisis de los Casos es para 20 años vista, para evaluar el efecto tanto de años secos como de años húmedos, será necesario obtener una producción distinta para cada uno de los años. Por tanto, será requisito obtener una serie de caudales diarios de 20 años de duración. En caso de disponer de datos suficientes, se deberán completar las series mediante técnicas adecuadas para tal fin.

5.3.3. SALTO NETO

El salto es la otra magnitud fundamental para el diseño de una minicentral hidroeléctrica. Deberá ser el máximo permitido por la topografía del terreno, teniendo en cuenta los límites que marcan la afección al medio ambiente y la viabilidad económica de la inversión (IDAE, 2006). A continuación, se definen los siguientes conceptos:

Salto bruto (H_b): Altura existente entre el punto de la toma de agua del azud y el punto de descarga del caudal turbinado al río.

Salto útil (H_u): Desnivel existente entre la superficie libre del agua en la cámara de y el nivel de desagüe en la turbina.

Salto neto (H_n): Es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones. Representa la máxima energía que se podrá transformar en trabajo en el eje de la turbina. Normalmente, se expresa como una función con el caudal como variable independiente.

Pérdidas de carga (H_p): Son las pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal y sobre todo en la tubería forzada, más las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de una rejilla o de una válvula, etc. Se miden como pérdidas de presión (o altura de salto) y se calculan mediante fórmulas derivadas de la dinámica de fluidos.

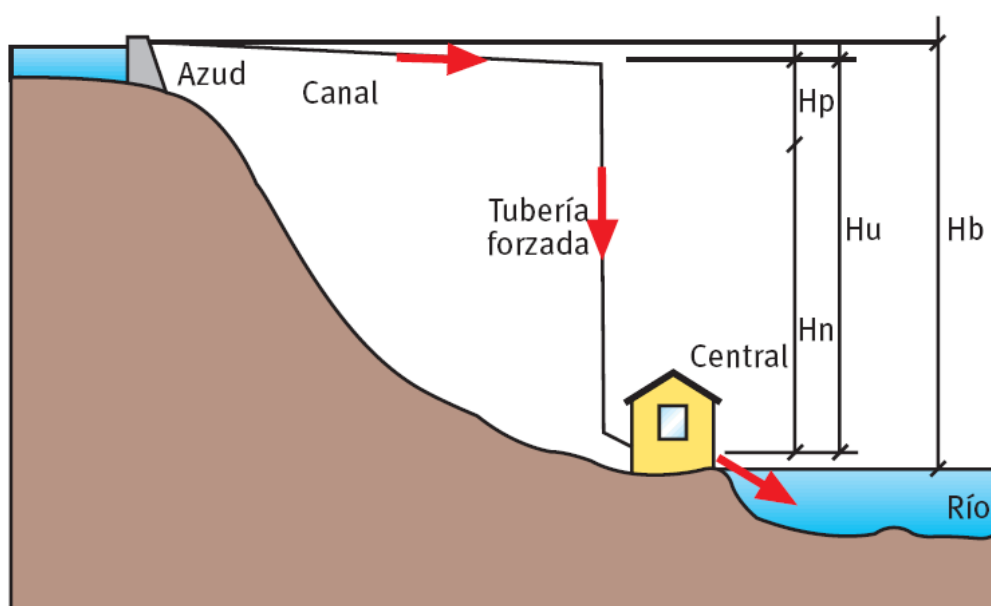


Figura nº 42: Determinación del salto neto (Fuente: IDAE, 2006)

Para el presente estudio, las pérdidas se han calculado de la siguiente manera:

1. Con el caudal de equipamiento (Q_p) (ver apartado 5.3.4), el salto bruto (H_b) y el número de tuberías en paralelo (n_p) se calcula el diámetro de la tubería (d_p) con la siguiente expresión (NRC, 2005):

$$d_p = \frac{\left(\frac{Q_p}{n_p}\right)^{0,43}}{H_b^{0,14}}$$

Donde,

d_p = diámetro aproximado de la tubería (m)

Q_p = caudal de equipamiento (m)

H_b = salto bruto (m)

n_p = número de tuberías en paralelo

2. Con el valor obtenido en 1, y la longitud total de la tubería (L), el cual debe ser un valor conocido (variable independiente), se calculan las pérdidas a caudal de equipamiento utilizando la ecuación de Manning:

$$H_p = \frac{10,3 \times \eta^2}{d p^{5,33}} \times L \times Q_p$$

3. Sustituyendo el valor de Q_p por el caudal efectivamente turbinado en ese momento, se obtienen las pérdidas para caudal de la serie. En este caso, los caudales se computan a nivel diario, por lo que las pérdidas se calculan también con este periodo de tiempo.
4. El salto neto en cada momento es calculado con la siguiente expresión:

$$H_n = H_b - H_{pn}$$

Siendo H_{pn} , las pérdidas de carga para el caudal turbinado en cada momento de cálculo.

5.3.4. CAUDAL DE EQUIPAMIENTO

El objetivo de la tesis es determinar el tamaño óptimo de la central, tomando en cuenta el tipo de financiación y otras variables que influyen en la rentabilidad esperada. Dicho tamaño óptimo, expresado como la potencia nominal de la central, se define mediante el caudal de equipamiento, el salto neto y las eficiencias de los equipos turbogeneradores.

Para el presente estudio el salto bruto es relativamente constante, principalmente debido a que las centrales a evaluar son fluyentes y, a diferencia de centrales con grandes presas y por tanto con embalses de regulación, dicho salto no varía a lo largo del año, ya sea en época seca o lluviosa. Debido a esto, se puede afirmar que el tamaño óptimo depende en gran medida del Caudal de Equipamiento, y es por tanto que al definir este, se obtiene la potencia final de la central.

Para obtener el caudal óptimo, se calcularán las rentabilidades del promotor para diferentes caudales de equipamiento, utilizando los condicionantes de cada Caso. Por tanto, dichos caudales serán variables independientes alrededor de los cuales se realizarán el resto de cálculos de los modelos.

5.3.5. TIPO Y NÚMERO DE TURBINAS

Existen varios criterios para selección el tipo de turbina. Unos que se basan puramente en los parámetros de caudal y salto neto, y otros referidos a la velocidad específica, dependiendo de las características de generación consideradas. Si el caudal es muy variable a lo largo del año nos conviene un equipo que pueda absorber adecuadamente tales variaciones y cuya gama de valores sea amplia, para lo cual turbinas con un caudal mínimo técnico bajo son adecuadas. Es precisamente el caso de las turbinas tipo Pelton, que pueden seguir funcionando hasta un diez por ciento del caudal de diseño con rendimientos aceptables.

El criterio más ampliamente usado en la práctica es utilizar el Abaco de Turbinas en función del salto neto y el caudal de equipamiento. El nomograma expuesto en la Figura 43 es proporcionado normalmente por los fabricantes y generalmente los valores no varían considerablemente de una casa comercial a otra.

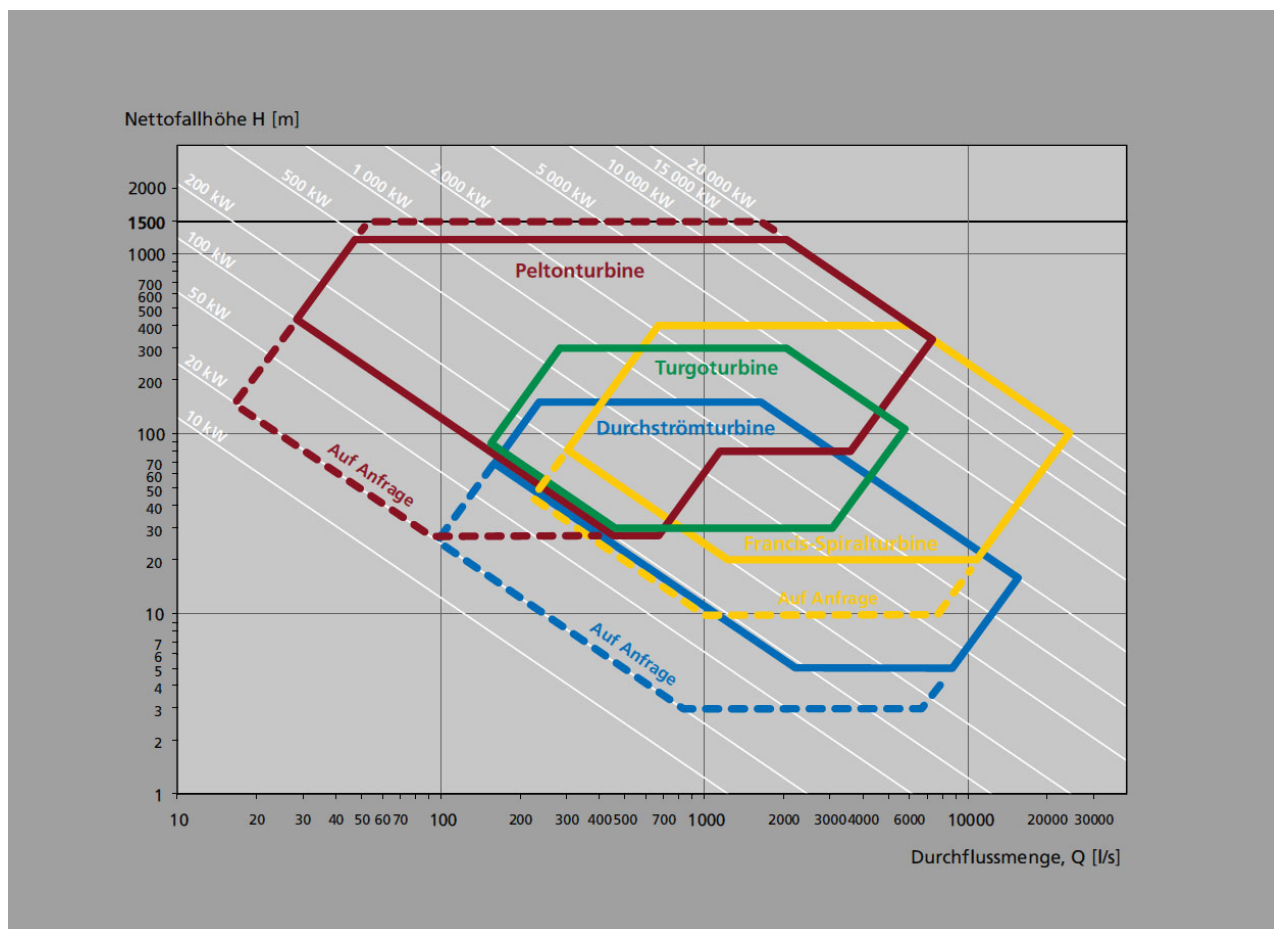


Figura nº 43: Abaco de selección de turbinas. Fuente: Wasserkraft Volk AG

En cuanto al número de turbinas, el fraccionamiento en diferentes unidades generadoras de la potencia de un aprovechamiento, viene condicionado, entre otros, por los siguientes factores (Montero, 2007):

- a) El crecimiento de la demanda en el tiempo y el programa de desarrollo que se adopte.
- b) La flexibilidad requerida en el servicio.
- c) El tipo de curva de carga del sistema en el que se encuentra.
- d) Las reservas previsibles para ampliación o para repuesto en caso de avería.

Cualquiera de las condiciones anteriores puede obligar a la división de la potencia disponible en diferentes unidades, con independencia de que se puedan encontrar soluciones más económicas.

Con independencia de lo anterior y, exclusivamente, bajo el punto de vista de encontrar la mejor de las opciones que satisfagan la mayor eficiencia y el menor coste de instalación, el procedimiento para determinar el número de unidades generadoras será el siguiente:

1.- Si, conocida la potencia disponible y el resto de los parámetros y magnitudes necesarios, es posible, para esas condiciones, decidir una turbina determinada, es factible instalar un solo grupo que trabajará en condiciones de dar un buen rendimiento.

2.- Si, por el contrario, no existe ningún tipo de turbina adecuado a dichas condiciones para que en explotación su rendimiento sea aceptable, será necesario dividir la potencia en dos o más unidades. Esta división se podrá realizar en:

- Grupos iguales
- Grupos diferentes

3.-La determinación del tipo y número de grupos, puede conducirnos a una de las tres situaciones siguientes:

- Que exista una solución para un solo grupo.
- Que exista más de una solución para un grupo.
- Que no exista solución para un solo grupo.

4.-Considerando, exclusivamente, razones de tipo técnico y económico, en el primer caso la decisión es única, en el segundo se decidirá con parámetros económicos y en el tercero será necesario dividir la potencia como se ha comentado.

Para el presente estudio el número y tipo de turbinas serán variables independientes, que deberán introducirse manualmente al modelo, utilizando los criterios antes mencionados. En general, dada la experiencia del autor, se utilizarán en prácticamente la totalidad de los casos dos turbinas iguales.

5.3.6. CÁLCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA

La potencia de salida de la central se obtiene con la siguiente expresión:

$$P = 9,81 \times Q \times H_n \times R_t \times R_g \times R_{tr}$$

donde:

- P = Potencia de salida del transformador (kW).
- Q = Caudal turbinado (m³/s)
- H_n = Salto neto (m).
- R_t = Rendimiento de la turbina (adimensional, <1).
- R_g = Rendimiento del alternador (adimensional, <1).
- R_{tr} = Rendimiento del transformador (adimensional, <1).

En cuanto a los rendimientos de las turbinas, éstos dependerán del fabricante y del caudal que efectivamente se esté turbinando. En la práctica, el rendimiento máximo de las turbinas está comprendido entre 0,90 y 0,94, (Cuesta y Vallarino, 2000), no obstante, conforme el caudal se aleje del caudal nominal de equipamiento, los rendimientos serán inferiores. Así, para tomar en cuenta las variaciones de la eficiencia de las turbinas, se han seleccionado curvas de eficiencia proporcionadas por fabricantes. Dichas curvas muestran la variación de la eficiencia respecto al caudal unitario (Caudal turbinado/Caudal de equipamiento), por lo que el valor utilizado en el cálculo de la potencia es variable y más preciso que un valor fijo de eficiencia.

Las curvas utilizadas dependen del tipo de turbina. Para el presente estudio se utilizan las mostradas en la Figura 44.

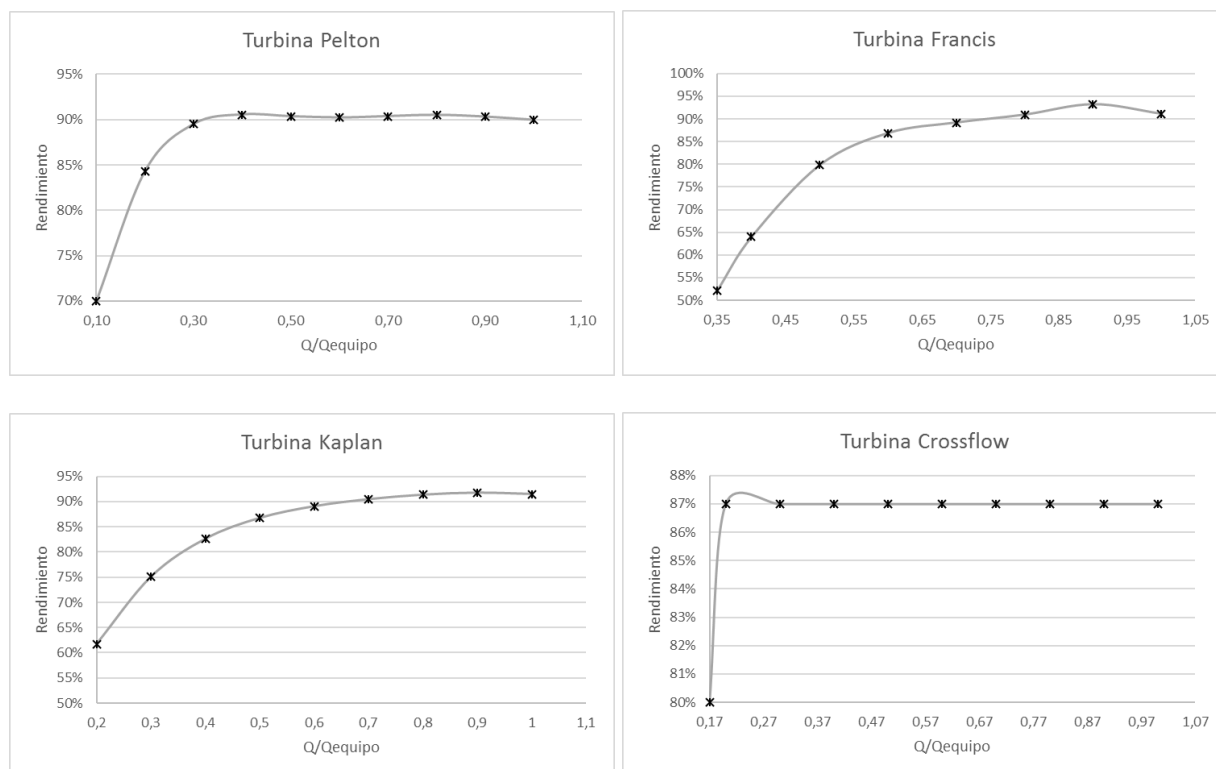


Figura nº 44: Curvas de eficiencia de turbinas hidráulicas

Además de la variación de las eficiencias, se ha tomado en cuenta el caudal mínimo técnico de la turbina. Este caudal representa el valor por debajo del cual la turbina dejará de operar debido a la baja eficiencia del equipo. De acuerdo a las curvas expuestas en la Figura 44, éstos caudales mínimos difieren dependiendo del tipo de turbina. Así, las turbinas de acción (Pelton y Crossflow) tienen un mínimo técnico más bajo que las de reacción (Francis y Kaplan). Esto hace que el rango de caudales que pueden turbinarse con las turbinas Pelton y Crossflow sea superior al del resto. Atendiendo a la relación entre caudal turbinado/caudal de equipo, los mínimos técnicos (f_{min}) adoptados son los siguientes:

- Turbinas Pelton: 0,10
- Turbinas Francis: 0,35
- Turbinas Kaplan: 0,20
- Turbinas Crossflow: 0,17

En cuanto a la eficiencia del alternador (generador), también dependerá del fabricante y el tipo de alternador, si bien actualmente suelen utilizarse únicamente generadores síncronos. La eficiencia de este equipo varía entre 0,96 y 0,98 (Cuesta y Vallarino, 2000), y es independiente del caudal turbinado, por lo que se considera constante. Finalmente, para el transformador se ha considerado un valor constante de eficiencia de 0,98.

Los factores utilizados para las eficiencias de los equipos son los siguientes:

- R_t = Variable dependiente del tipo de turbina y el caudal turbinado, utilizando curvas de eficiencia.
- $R_g = 0,96$
- $R_{tr} = 0,98$

Multiplicando la potencia correspondiente a cada caudal por su tiempo de mantenimiento se obtiene la producción esperada. Para el presente estudio, los cálculos son a nivel diario, por lo que la producción se calcula con la siguiente expresión:

$$E = P \times \Delta t$$

Donde,

E= Producción energética (kWh)

P = Potencia a caudal Q (kW)

Δt = Horas en que se turbin a caudal Q

Debido a que la información que se tiene es a nivel diaria, se considera que el caudal es constante las 24 horas del día, por lo que la expresión para el cálculo de la energía finalmente es la siguiente:

$$E = P \times 24$$

La suma de las producciones diarias resulta en la producción total de un año. Usualmente, en los estudios de viabilidad se utiliza la curva de caudales clasificados media obtenida a partir de la totalidad de datos obtenidos de caudales diarios. En muchos casos, dicha producción se utiliza constante a lo largo del periodo de simulación. En este estudio, se han utilizado los datos de 20 años de caudales diarios por lo que la producción es distinta en cada año de simulación.

5.3.7. SECUENCIA DE CÁLCULO DE PRODUCCIONES

La secuencia de cálculo utilizada para la obtención de la potencia nominal de la central y la producción anual es la siguiente:

1. Datos de partida:
 - a. Caudal de equipamiento (caudal de diseño). Caudal de dimensionamiento de la central.
 - b. Caudal ecológico (Q_e). Caudal mínimo que deberá dejarse circular por el río que no es susceptible de turbinar.
 - c. Coeficiente de Manning (η) utilizado en las tuberías.
 - d. Salto bruto (H_b)
 - e. Tipo de turbinas (TIPO)
 - f. Número de turbinas (n)
 - g. Serie de caudales diarios (Q_{di}) para los 20 años de análisis (SERIE).
2. Se calcula el caudal mínimo técnico (Q_{min}):

$$Q_{min} = \frac{Q_p}{n} \times f_{min}$$

Donde,

Q_p = caudal de equipamiento (m^3/s)

n = número de turbinas

f_{min} = factor mínimo técnico que depende del tipo de turbina. (ver apartado 5.3.6)

3. Se obtiene el caudal turbinado (Q) como se explicó en el apartado 5.3.2.
4. El caudal que utiliza cada turbina será $Q_n = Q/n$, siempre que este sea mayor que el caudal mínimo técnico. En caso que no lo sea, se turbinará todo en una única turbina.

5. Se obtiene el rendimiento de la turbina a partir de Q_n .
6. Se calcula el salto neto (H_n) para Q .
7. Con el resto de rendimientos de equipos se calcula la potencia generada por cada turbina.
8. La producción del día se calcula multiplicando la potencia de cada turbina por 24 horas de funcionamiento, y sumando las producciones individuales por turbina.
9. La suma de las producciones de los 365 días del año resulta en la producción anual del año en estudio.
10. El proceso se repite para los 20 años de datos de caudales diarios.
11. La potencia de la planta (P) se calcula con el caudal de equipamiento seleccionado (Q_p).

La Figura 45 muestra el diagrama de flujo de la secuencia de cálculo de la producción diaria.

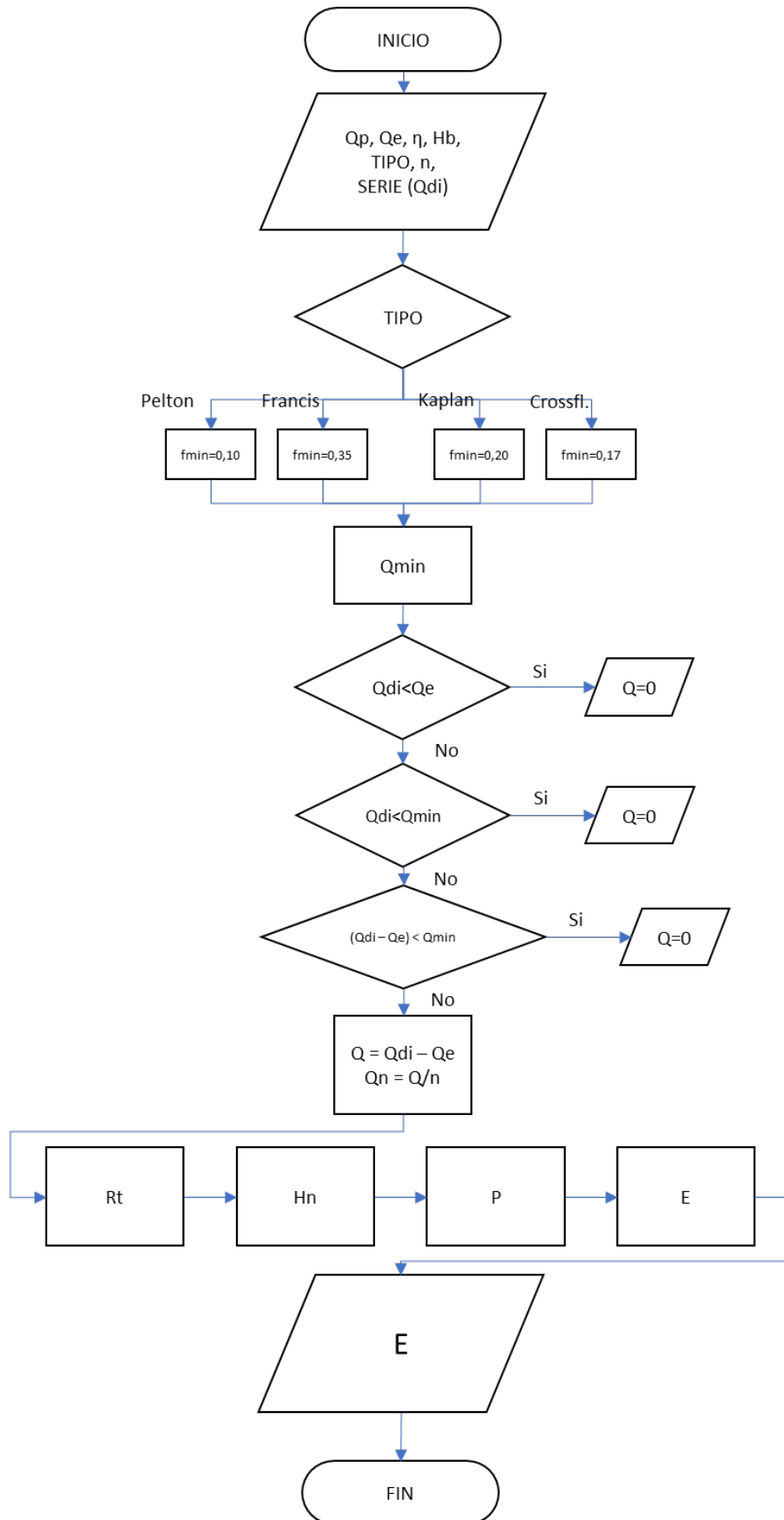


Figura nº 45: Diagrama de flujo para el cálculo de producciones. Fuente: Elaboración propia

5.4. MODELO ECONÓMICO Y FINANCIERO

Los modelos económico-financieros representan una simulación de los ingresos y desembolsos del proyecto y el promotor, para calcular la rentabilidad esperada para cada uno de los Casos propuestos. Dichos modelos se realizan para un horizonte de 20 años, tomando en cuenta los condicionantes expuestos en el Capítulo 5.

Para cada uno de los Casos expuestos, se calcularán las rentabilidades de 10 tamaños de proyecto, o lo que es lo mismo, se harán simulaciones para 10 caudales de equipamiento, a partir de los cuales se seleccionará la mejor alternativa de acuerdo a los condicionantes de cada Caso.

En todos los casos se realizarán dos modelos. Uno en el que se obtenga la Rentabilidad del Proyecto y otro en el que se calcule la Rentabilidad del Promotor. La diferencia radica en que en el primer caso se considera como inversión inicial tanto el *equity* (proporción de la inversión aportada directamente por el promotor, generalmente como capital) como el resto del monto necesario para ejecutar el proyecto. En el segundo caso, la Rentabilidad del Promotor se refiere únicamente a la Tasa Interna de Retorno que se obtiene por el *equity* aportado.

Debido a la poca influencia en un resultado comparativo entre opciones, no se ha considerado ni la depreciación de los activos, ni la inflación, dentro de la modelización.

A continuación, se detallan los procesos de cálculo para cada uno de los casos, los cuales finalmente se implementaron en hojas de cálculo en Microsoft Excel.

5.4.1. PRECIO DE LA ENERGÍA

Como se explicó en el capítulo 4, el precio de la energía en Guatemala depende en gran medida del mercado donde se realice la venta, siendo el Mercado a Término el que presenta un volumen mayor de transacciones. No obstante, dado que estos contratos son privados y no se tienen referencias precisas de los valores del precio de la energía, se utilizará el Precio Spot para realizar el análisis en los modelos económico-financiero, ya que este es público.

La utilización de un precio u otro para el cálculo de los ingresos en el flujo de caja del modelo no es relevante desde el punto de vista del presente estudio, ya que no se busca determinar la rentabilidad real de la inversión, sino más bien rentabilidades relativas entre tamaños de proyecto para seleccionar la mejor opción de acuerdo a los condicionantes de cada Caso.

De acuerdo al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de Guatemala (www.amm.org.gt), el precio promedio anual de la serie 2004-2015 se muestra en la Tabla 25.

Tabla nº 25: Precio Spot promedio anual 2004-2015

Año	Media Anual (US\$/MWh)-
2004	48,81
2005	62,16
2006	76,93
2007	89,65
2008	120,52
2009	103,25
2010	103,96
2011	132,55
2012	146,55
2013	120,96
2014	103,66
2015	71,06
Media	98,34

Fuente: AMM

Por tanto, a excepción del Caso 4, para la implementación de los modelos se utilizará un único precio de 98,34 US\$/MWh, y se mantendrá constante a lo largo de los 20 años de simulación.

5.4.2. MODELO CASO 1

5.4.2.1. INGRESOS

Los ingresos del proyecto (Cener) se calculan exclusivamente por venta de energía al precio fijado. Por tanto, para el año n bastará con multiplicar la energía producida (E) por dicho precio.

$$C_{ener,n} = E_n \times PRECIO$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

E_n = Producción energética en el año n

PRECIO = precio de venta de la energía = 98,34 US\$/MWh

5.4.2.2. DESEMBOLSOS

- **INVERSIÓN INICIAL**

La inversión inicial se compone de lo siguiente:

- Coste directo de construcción (Cdc)
- Costes indirectos (Cind)
- Costes imprevistos (Cimp)

El coste directo de construcción es el presupuesto calculado con RETScreen para la opción evaluada. Los costes indirectos incluyen el desarrollo y la ingeniería del proyecto, compra de terrenos, etc. Para el presente estudio y de acuerdo a la experiencia del autor, se fija en un 25% del coste directo de construcción. Finalmente, los costes imprevistos son sobrecostes que pueden

ocurrir debido a situaciones propias del periodo de construcción. Por ejemplo, retrasos en el cronograma por condiciones climatológicas, cambio del sitio de presa, modificación de algunos diseños, fallas geológicas en zonas imprevistas, etc. Para esta partida se ha fijado un valor del 5% del coste directo de construcción.

$$\begin{aligned}C_{out,0} &= C_{dc} + C_{ind} + C_{imp} \\C_{out,0} &= C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc} \\C_{out,0} &= 1,30C_{dc}\end{aligned}$$

Donde,

$C_{out,0}$ = Inversión inicial (US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

• OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El coste anual que supone la operación y el mantenimiento de la central, se define como el 2% de la inversión inicial (ver apartado 3.3.5.3).

$$C_{O\&M} = 0,02C_{out,0}$$

Donde,

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

$C_{out,0}$ = Inversión inicial (US\$)

• IMPUESTOS

Se ha considera el impuesto más relevante para la modelización, que es el Impuesto sobre la Renta. En Guatemala, a fecha de redacción de este estudio, este impuesto se grava con un 7% de los ingresos brutos por venta de energía. No obstante, de acuerdo a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, las centrales hidroeléctricas están exentas de dicho impuesto durante los primeros 10 años de operación²⁹.

$$T_n = tC_{ener,n}$$

Donde,

T_n = Impuestos a pagar en el año n

t = tasa de impuesto considerada (7%)

$C_{ener,n}$ = ingresos anuales por venta de energía en el año n

5.4.2.3. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS

El flujo de caja antes de impuestos se calcula de la siguiente forma:

$$C_n = C_{ener,n} - C_{O\&M}$$

²⁹ Decreto número 52-2003. Artículo 5.

Donde,

C_n = flujo de caja antes de impuestos para el año n (US\$)

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

5.4.2.1. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS

Se calcula de la siguiente forma:

Entre el año 1 y 10:

$$\widetilde{C}_n = C_n$$

A partir del año 11:

$$\widetilde{C}_n = C_n - T_n$$

Donde,

$\widetilde{C}_n$ = flujo de caja después de impuestos (US\$)

C_n = flujo de caja antes de impuestos para el año n (US\$)

T_n = Impuestos a pagar en el año n

5.4.2.2. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA

La representación esquemática del flujo de caja del Caso 1 se presenta en la Figura 46. Debido a que en este caso no hay financiación ajena, el flujo de caja del proyecto y del promotor es el mismo.

□

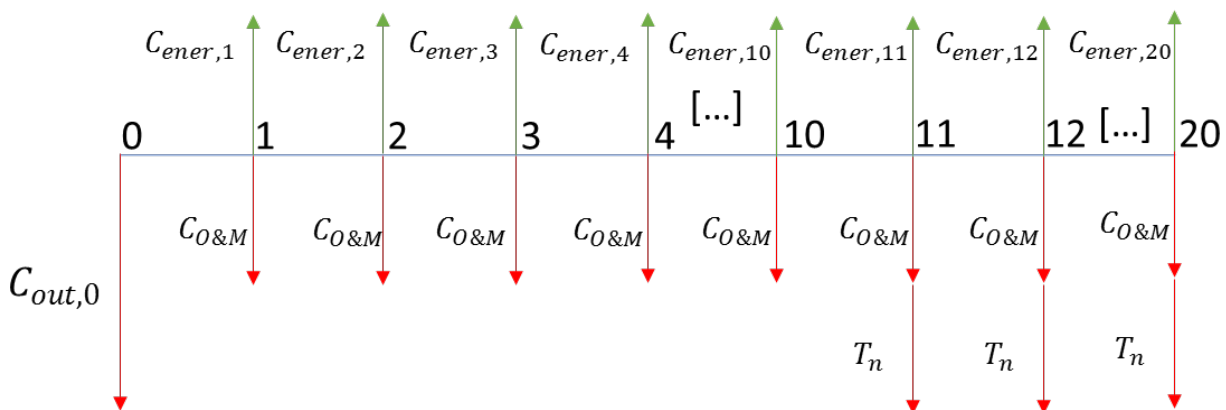


Figura nº 46: Representación esquemática del flujo de caja Caso 1

5.4.2.3. SECUENCIA DE CÁLCULO

Para obtener los índices de rentabilidad Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), de un tamaño de proyecto determinado se realiza la siguiente secuencia de cálculo.

1. Seleccionar un caudal de equipamiento.
2. Ingresar los demás datos del esquema (salto bruto, longitud de tubería, etc.) necesarios para el cálculo del coste directo de construcción (C_{dc}) mediante RETScreen.
3. Calcular la inversión inicial ($C_{out,0}$)
4. Calcular la potencia nominal de la planta (P).
5. Calcular la producción para cada uno de los veinte años de simulación (E).
6. Calcular los ingresos por venta de energía ($C_{ener,n}$) para cada uno de los veinte años de simulación.
7. Calcular el coste de operación y mantenimiento ($C_{o\&m}$) que será constante en todos los años.
8. Calcular el impuesto sobre la renta (T_n) y añadirlo al flujo de caja a partir del año 11.
9. Calcular el flujo de caja antes de impuestos (C_n) y después de impuestos ($\widetilde{C}_n$) para cada año de simulación.
10. Calcular el VAN y la TIR para la opción estudiada.
11. El proyecto óptimo será el que tenga la $TIR=12\%$. En este caso, dado que la tasa de descuento utilizada es 12% , el VAN obtenido es de cero dólares. Por tanto, la opción óptima coincide en ambos condicionantes de VAN y TIR.

En la Figura 47 se muestra el diagrama de flujo de la secuencia de cálculo. Esta secuencia se repite variando el caudal de equipamiento, con lo cual los resultados evidencian la variación de rentabilidad respecto al tamaño del proyecto.

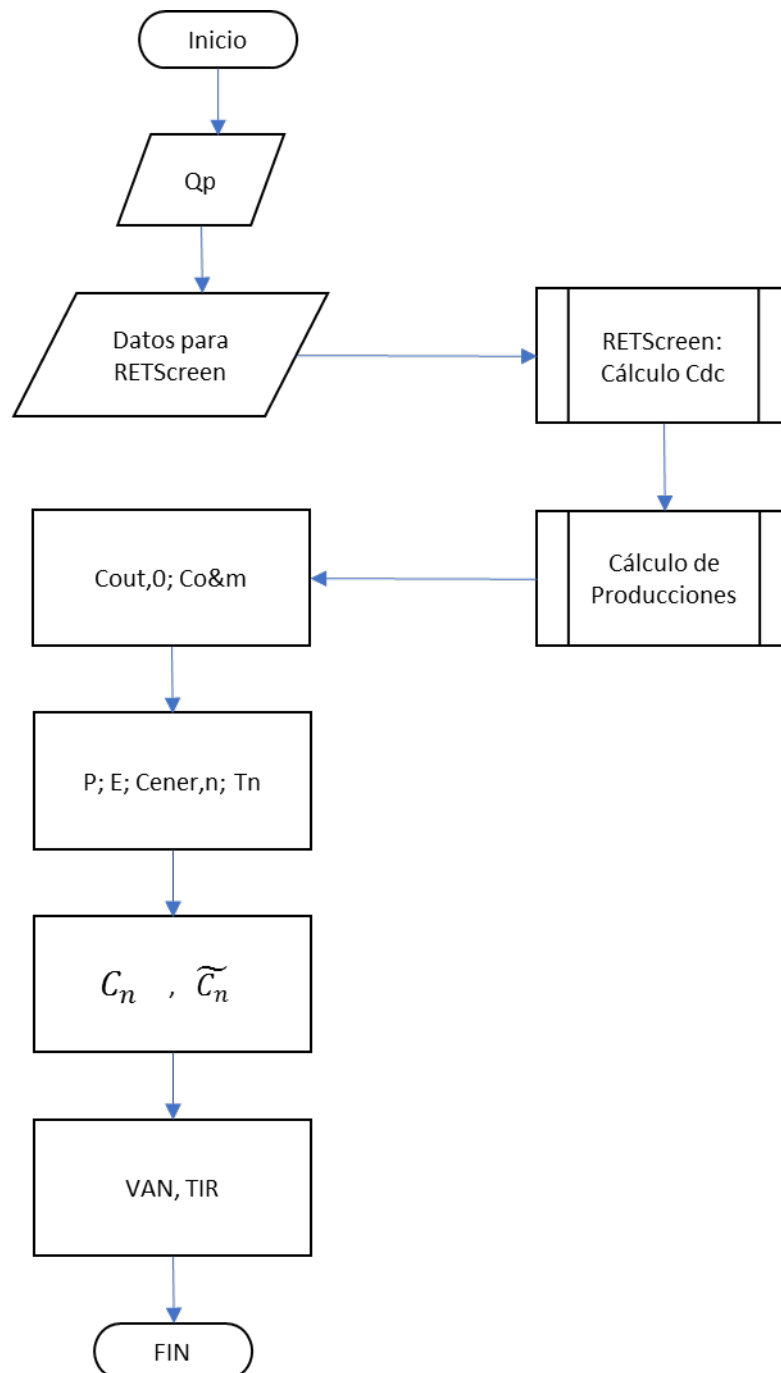


Figura nº 47: Diagrama de flujo cálculos Caso 1. Fuente: Elaboración propia

5.4.3. MODELO CASO 2.1

5.4.3.1. INGRESOS

Los ingresos del proyecto (Cener) se calculan exclusivamente por venta de energía al precio fijado. Por tanto, para el año n bastará con multiplicar la energía producida (E) por dicho precio.

$$C_{ener,n} = E_n \times PRECIO$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

E_n = Producción energética en el año n

PRECIO = precio de venta de la energía = 98,34 US\$/MWh

5.4.3.2. DESEMBOLSOS

- **INVERSIÓN INICIAL**

La inversión inicial se compone de lo siguiente:

- Coste directo de construcción (Cdc)
- Costes indirectos (Cind)
- Costes imprevistos (Cimp)

El coste directo de construcción es el presupuesto calculado con RETScreen para la opción evaluada. Los costes indirectos incluyen el desarrollo y la ingeniería del proyecto, compra de terrenos, etc. Para el presente estudio y de acuerdo a la experiencia del autor, se fija en un 25% del coste directo de construcción. Finalmente, los costes imprevistos son sobrecostes que pueden ocurrir debido a situaciones propias del periodo de construcción. Por ejemplo, retrasos en el cronograma por condiciones climatológicas, cambio del sitio de presa, modificación de algunos diseños, fallas geológicas en zonas imprevistas, etc. Para esta partida se ha fijado un valor del 5% del coste directo de construcción.

$$\begin{aligned} C_{out,0} &= C_{dc} + C_{ind} + C_{imp} \\ C_{out,0} &= C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc} \\ C_{out,0} &= 1,30C_{dc} \end{aligned}$$

Donde,

$C_{out,0}$ = Inversión inicial (US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

- **OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

El coste anual que supone la operación y el mantenimiento de la central, se define como el 2% de la inversión inicial (ver apartado 3.3.5.3).

$$C_{O\&M} = 0,02C_{out,0}$$

Donde,

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

$C_{out,0}$ = Inversión inicial (US\$)

- **IMPUESTOS**

Se ha considera el impuesto más relevante para la modelización, que es el Impuesto sobre la Renta. En Guatemala, a fecha de redacción de este estudio, este impuesto se grava con un 7% de los ingresos brutos por venta de energía. No obstante, de acuerdo a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, las centrales hidroeléctricas están exentas de dicho impuesto durante los primeros 10 años de operación³⁰.

$$T_n = tC_{ener,n}$$

Donde,

T_n = Impuestos a pagar en el año n

t = tasa de impuesto considerada (7%)

$C_{ener,n}$ = ingresos anuales por venta de energía en el año n

5.4.3.3. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS

El flujo de caja antes de impuestos se calcula de la siguiente forma:

$$C_n = C_{ener,n} - C_{O\&M}$$

Donde,

C_n = flujo de caja antes de impuestos para el año n (US\$)

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

5.4.3.4. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS

Se calcula de la siguiente forma:

Entre el año 1 y 10:

$$\widetilde{C}_n = C_n$$

A partir del año 11:

$$\widetilde{C}_n = C_n - T_n$$

Donde,

$\widetilde{C}_n$ = flujo de caja después de impuestos (US\$)

C_n = flujo de caja antes de impuestos para el año n (US\$)

T_n = Impuestos a pagar en el año n

³⁰ Decreto número 52-2003. Artículo 5.

5.4.3.5. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA

La representación esquemática del flujo de caja del Caso 2.1 se presenta en la Figura 48. Debido a que en este caso no hay financiación ajena, el flujo de caja del proyecto y del promotor es el mismo.

□

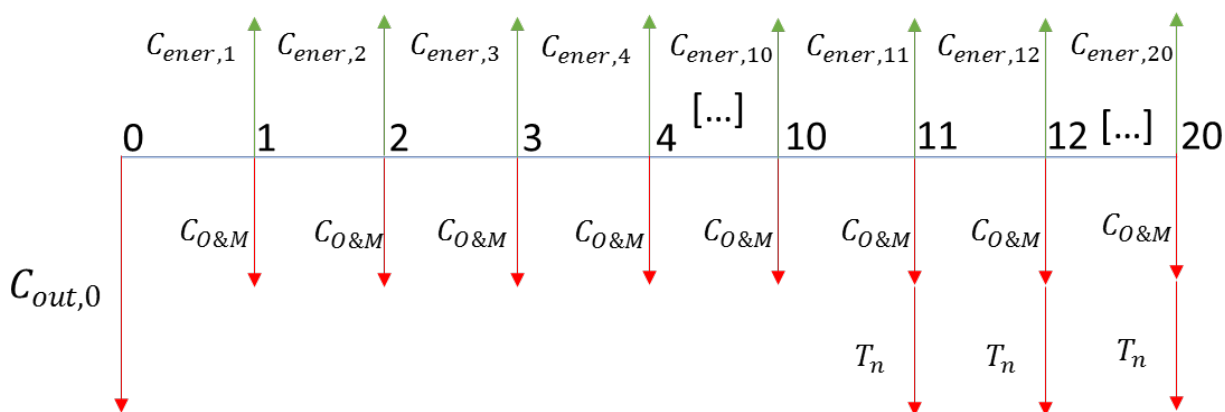


Figura nº 48: Representación esquemática del flujo de caja Caso 2.1

5.4.3.6. SECUENCIA DE CÁLCULO

Para obtener los índices de rentabilidad Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), de un tamaño de proyecto determinado se realiza la siguiente secuencia de cálculo.

1. Seleccionar un caudal de equipamiento.
2. Ingresar los demás datos del esquema (salto bruto, longitud de tubería, etc.) necesarios para el cálculo del coste directo de construcción (Cdc) mediante RETScreen.
3. Calcular la inversión inicial ($C_{out,0}$)
4. Calcular la potencia nominal de la planta (P).
5. Calcular la producción para cada uno de los veinte años de simulación (E).
6. Calcular los ingresos por venta de energía ($C_{ener,n}$) para cada uno de los veinte años de simulación.
7. Calcular el coste de operación y mantenimiento ($C_{o\&m}$) que será constante en todos los años.
8. Calcular el impuesto sobre la renta (T_n) y añadirlo al flujo de caja a partir del año 11.
9. Calcular el flujo de caja antes de impuestos (C_n) y después de impuestos ($\widetilde{C}_n$) para cada año de simulación.
10. Calcular el VAN y la TIR para la opción estudiada.
11. El proyecto óptimo será el de máximo TIR, siempre que este sea mayor que 12%.

En la Figura 49 se muestra el diagrama de flujo de la secuencia de cálculo. Esta secuencia se repite variando el caudal de equipamiento, con lo cual los resultados evidencian la variación de rentabilidad respecto al tamaño del proyecto.

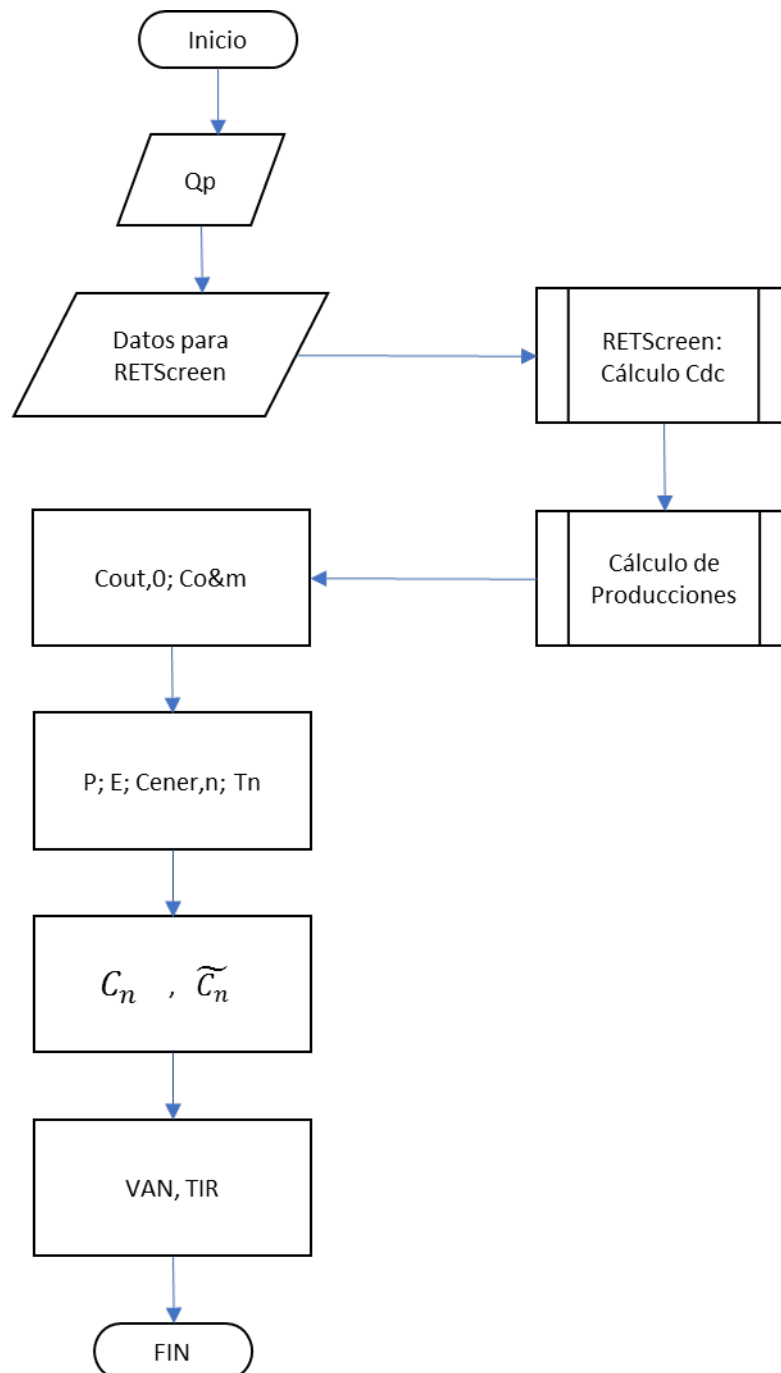


Figura nº 49: Diagrama de flujo cálculos Caso 2. Fuente: Elaboración propia

5.4.4. MODELO CASO 2.2

5.4.4.1. INGRESOS

Los ingresos del proyecto (Cener) se calculan exclusivamente por venta de energía al precio fijado. Por tanto, para el año n bastará con multiplicar la energía producida (E) por dicho precio.

$$C_{ener,n} = E_n \times PRECIO$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

E_n = Producción energética en el año n

PRECIO = precio de venta de la energía = 98,34 US\$/MWh

5.4.4.2. DESEMBOLSOS

• INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO

La inversión inicial se compone de lo siguiente:

- Coste directo de construcción (Cdc)
- Costes indirectos (Cind)
- Costes imprevistos (Cimp)
- Gastos financieros (Cfin)
- Intereses durante la construcción (Din0)

El coste directo de construcción es el presupuesto calculado con RETScreen para la opción evaluada. Los costes indirectos incluyen el desarrollo y la ingeniería del proyecto, compra de terrenos, etc. Para el presente estudio y de acuerdo a la experiencia del autor, se fija en un 25% del coste directo de construcción. Los costes imprevistos son sobrecostes que pueden ocurrir debido a situaciones propias del periodo de construcción. Por ejemplo, retrasos en el cronograma por condiciones climatológicas, cambio del sitio de presa, modificación de algunos diseños, fallas geológicas en zonas imprevistas, etc. Para esta partida se ha fijado un valor del 5% del coste directo de construcción. Los gastos financieros son aquellos atribuibles a la constitución del préstamo. Por ejemplo, gastos de notario, comisiones, etc. Se ha fijado en un 1,75% del monto de la deuda senior. Finalmente, de acuerdo a las condiciones del préstamo, aunque existe un periodo de gracia de 2 años antes de empezar a pagar las cuotas del mismo, el promotor está obligado a pagar los intereses generados durante el periodo de construcción, en este caso 2 años. Dichos intereses se contabilizarán como inversión inicial para fines del estudio.

El importe de la deuda senior se calcula con la siguiente expresión:

$$C_{deuda} = C \times f_d$$

Siendo,

f_d = ratio de deuda (la fracción de la inversión que se financia) = 0,60

$$C_{deuda} = 0,60C$$

$$C = C_{dc} + C_{ind} + C_{imp} = (C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc}) = 1,30C_{dc}$$

$$C_{deuda} = 0,60 \times 1,30C_{dc} = 0,78C_{dc}$$

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

A su vez,

$$C_{fin} = g_f \times C_{deuda} = g_f \times f_d \times (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

g_f = porcentaje de gastos financieros = 1,75%

Por tanto,

$$C_{fin} = 0,0175 \times 0,60 \times (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

$$C_{fin} = 0,0105 (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

$$C_{fin} = 0,0105(C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc})$$

$$C_{fin} = 0,01365C_{dc}$$

Siendo,

C_{fin} = Gastos financieros (US\$)

Por otro lado, los intereses durante la construcción se calculan, para cada año, con la siguiente expresión:

$$D_{in,0} = C_{deuda} \times i_d$$

Siendo,

$D_{in,0}$ = intereses del préstamo generados en un año (US\$)

i_d = tasa de interés del préstamo (deuda senior) = 7%

Para los dos años de periodo de gracia:

$$2D_{in,0} = 0,07C_{deuda}$$

$$2D_{in,0} = 2 \times 0,07 \times 0,78C_{dc} = 0,1092C_{dc}$$

Por tanto, la inversión inicial total sería la siguiente:

$$C_{outP,0} = C + C_{fin} + 2D_{in,0}$$

$$C_{outP,0} = 1,30C_{dc} + 0,01365C_{dc} + 0,1092C_{dc}$$

$$C_{outP,0} = 1,410565C_{dc}$$

Donde,

$C_{outP,0}$ = Inversión inicial total del proyecto (US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

• INVERSIÓN INICIAL DEL ACCIONISTA

De la inversión total estimada para el proyecto, el accionista deberá aportar antes de los desembolsos de la deuda una fracción de la misma. Dicho aporte se compone de lo siguiente:

- Una fracción del coste directo de construcción
- Una fracción de costes indirectos
- Una fracción de costes imprevistos
- La totalidad de los gastos financieros
- La totalidad de los intereses durante la construcción

Por tanto, la inversión inicial del accionista sería la siguiente:

$$C_{outI,0} = (1 - f_d)C + C_{fin} + 2D_{in,0}$$

$$C_{outI,0} = (1 - 0,60) \times 1,30C_{dc} + 0,01365C_{dc} + 0,1092C_{dc}$$

$$C_{outI,0} = 0,64285C_{dc}$$

Donde,

$C_{outI,0}$ = Inversión inicial total del accionista (US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

• PAGOS A DEUDA SENIOR

Los pagos de deuda representan un flujo regular de gastos por un período determinado de tiempo (conocido como Plazo de Deuda). Los pagos de la deuda (D) se calculan con la siguiente fórmula:

$$D = C_{deuda} \frac{i_d'}{1 - \frac{1}{(1 + i_d')^{N'}}$$

Donde,

C_{deuda} = Importe deuda *senior*

i_d' = tasa de interés efectiva del periodo de pago.

N' = plazo de deuda en número de periodos de pago.

El pago de la deuda se realiza con amortización constante, es decir, es el mismo pago durante todo el plazo de la deuda, variando la proporción de pagos a capital y a intereses.

En este Caso, el periodo de pago es trimestral, por tanto, los valores de la tasa de interés efectiva y plazo de la deuda son los siguientes:

$$i'_d = \frac{i_d}{N} = \frac{i_d}{4} = \frac{7\%}{4} = 1,75\%$$

N' =número de trimestres en el plazo de la deuda = 10 años x (4 trimestres/año) = 40

$$D = C_{deuda} \frac{1,75\%}{1 - \frac{1}{(1 + 1,75\%)^{40}}} = 0,034972C_{deuda} = 0,02727823C_{dc}$$

A su vez los pagos de deuda están compuestos en el pago de capital ($D_{p,n}$) y el pago de intereses ($D_{i,n}$):

$$D = D_{p,n} + D_{i,n}$$

Ambos varían de año a año y se calculan de acuerdo a las condiciones del préstamo. El saldo del préstamo (S_n) al final de cada trimestre se calcula como:

$$\begin{aligned} S_0 &= C_{deuda} \\ S_1 &= S_0 - D \\ S_2 &= S_1 - D \\ S_n &= S_{n-1} - D \end{aligned}$$

Por tanto,

$$D_{i,n} = (S_{n-1}) \times i'_d$$

$$D_{p,n} = D - D_{i,n}$$

Los pagos a deuda se incluyen en el flujo de caja del proyecto. Dado que el modelo es anual, los pagos a deuda se suman y se incluyen como D^A

• OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El coste anual que supone la operación y el mantenimiento de la central, se define como el 2% de la inversión inicial (ver apartado 3.3.5.3).

$$C_{O\&M} = 0,02C_{outP,0}$$

Donde,

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

$C_{outP,0}$ = Inversión inicial total del proyecto (US\$)

- **IMPUESTOS**

Se ha considerado el impuesto más relevante para la modelización, que es el Impuesto sobre la Renta. En Guatemala, a fecha de redacción de este estudio, este impuesto se grava con un 7% de los ingresos brutos por venta de energía. No obstante, de acuerdo a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, las centrales hidroeléctricas están exentas de dicho impuesto durante los primeros 10 años de operación³¹.

$$T_n = tC_{ener,n}$$

Donde,

T_n = Impuestos a pagar en el año n

t = tasa de impuesto considerada (7%)

$C_{ener,n}$ = ingresos anuales por venta de energía en el año n

5.4.4.3. EBITDA

A este valor también se le conoce como beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones o EBITDA por sus siglas en inglés (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization*) y se calcula para cada año (n) de la siguiente manera³²:

$$EBITDA_n = C_{ener,n} - C_{O\&M}$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

5.4.4.1. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS

➤ FLUJO DE CAJA DEL PROYECO

- **SIN ASISTENCIA FINANCIERA DEL PROMOTOR**

$$C_{nP} = C_{ener,n} - C_{O\&M} - D^A$$

- **CON ASISTENCIA FINANCIERA DEL PROMOTOR**

En aquellos casos en los que el DSCR sea inferior a lo establecido en las condiciones del préstamo, el promotor asistirá financieramente al proyecto mediante un préstamo (deuda subordinada), con un interés nominal del 14%, con pagos anuales y un plazo de deuda de 3 años. El monto máximo a financiar será del 10% de la inversión inicial del promotor (accionista).

El DSCR (*Debt Service Coverage Ratio*) se calcula para cada año durante el plazo de la deuda senior, mediante la siguiente expresión:

³¹ Decreto número 52-2003. Artículo 5.

³² En los Casos **sin financiación** el EBITDA coincide con el Flujo de Caja antes de Impuestos.

$$DSCR_n = \frac{EBITDA_n}{D^A}$$

En caso que el DSCR de un año sea menor que 1,45 (valor establecido por las condiciones del préstamo), se activará la deuda subordinada que aportará el promotor. El monto máximo de dicha deuda será:

$$CSub_{max} = 0,10C_{outI,0}$$

Donde,

$CSub_{max}$ = Deuda subordinada máxima (US\$)

$C_{outI,0}$ = Inversión inicial total del accionista (US\$)

La cantidad efectivamente aportada por el promotor para cumplir con el DSCR, será la estrictamente necesaria para cumplir con el DSCR:

$$CSub_m = 1,45D - EBITDA_n; Csub_m \leq CSub_{max}$$

$$Si CSub_m > CSub_{max} \rightarrow CSub_m = CSub_{max}$$

Donde,

$CSub_m$ = Deuda subordinada adquirida por el proyecto con el promotor (US\$)³³

La amortización de la deuda subordinada será con pagos a final del periodo y constantes:

$$DSub_m = CSub_m \frac{i_{dsub}'}{1 - \frac{1}{(1 + i_{dsub}')^{Nsub'}}$$

Donde,

$DSub_m$ = Pagos (intereses + capital) de la deuda subordinada (US\$)

i_{dsub}' = tasa de interés efectiva del periodo de pago = 14%

$Nsub'$ = plazo de deuda en número de periodos de pago = 3 años

En este Caso, el periodo de pago es anual, por tanto:

$$DSub_m = CSub_m \frac{0,14}{1 - \frac{1}{(1 + 0,14)^3}} = 0,43073148CSub_m$$

A su vez los pagos de deuda están compuestos en el pago de capital y el pago de intereses, y su cálculo se realiza como en el caso de la deuda senior.

³³ El subíndice “m” hace referencia a que a lo largo del periodo de la deuda senior, se podrá otorgar más de un préstamo para cumplir con el DSCR mínimo.

Los pagos a deuda se incluyen en el flujo de caja del proyecto. Dado que el modelo es anual, los pagos trimestrales se suman y a esa cantidad se le denomina $DSub_m^A$

Por tanto, el flujo de caja para el proyecto será el siguiente:

$$C_{nP}' = C_{ener,n} - C_{O\&M} - D^A - DSub_m^A$$

➤ FLUJO DE CAJA DEL PROMOTOR

• SIN ASISTENCIA FINANCIERA DEL PROMOTOR

$$C_{nI} = C_{nP}$$

• CON ASISTENCIA FINANCIERA DEL PROMOTOR

Dado que el promotor asiste financieramente al proyecto, el importe total de la deuda subordinada será un desembolso para dicho promotor, mientras que los pagos que realice el proyecto por esta deuda, serán ingresos para el promotor.

$$C_{nI}' = C_{nP} - CSub_m + DSub_m^A$$

Donde,

$CSub_m$ = Deuda subordinada adquirida por el proyecto con el promotor (US\$)

$DSub_m$ = Pagos (intereses + capital) de la deuda subordinada (US\$)

5.4.4.2. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS

Se calcula de la siguiente forma:

Entre el año 1 y 10:

$$\widetilde{C}_{nI} = C_{nP}$$

A partir del año 11:

$$\widetilde{C}_{nI} = C_{nP} - T_n$$

Donde,

$\widetilde{C}_{nP}$ = flujo de caja del proyecto después de impuestos (US\$) (sin asistencia financiera)

C_{nP} = flujo de caja del proyecto antes de impuestos para el año n (US\$) (sin asistencia financiera)

$\widetilde{C}_{nI}'$ = flujo de caja del promotor después de impuestos (US\$) (con asistencia financiera)

C_{nI}' = flujo de caja del promotor antes de impuestos para el año n (US\$) (con asistencia financiera)

T_n = Impuestos a pagar en el año n

5.4.4.3. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA

La representación esquemática del flujo de caja del proyecto del Caso 2.2 se presenta en la Figura 50.

□

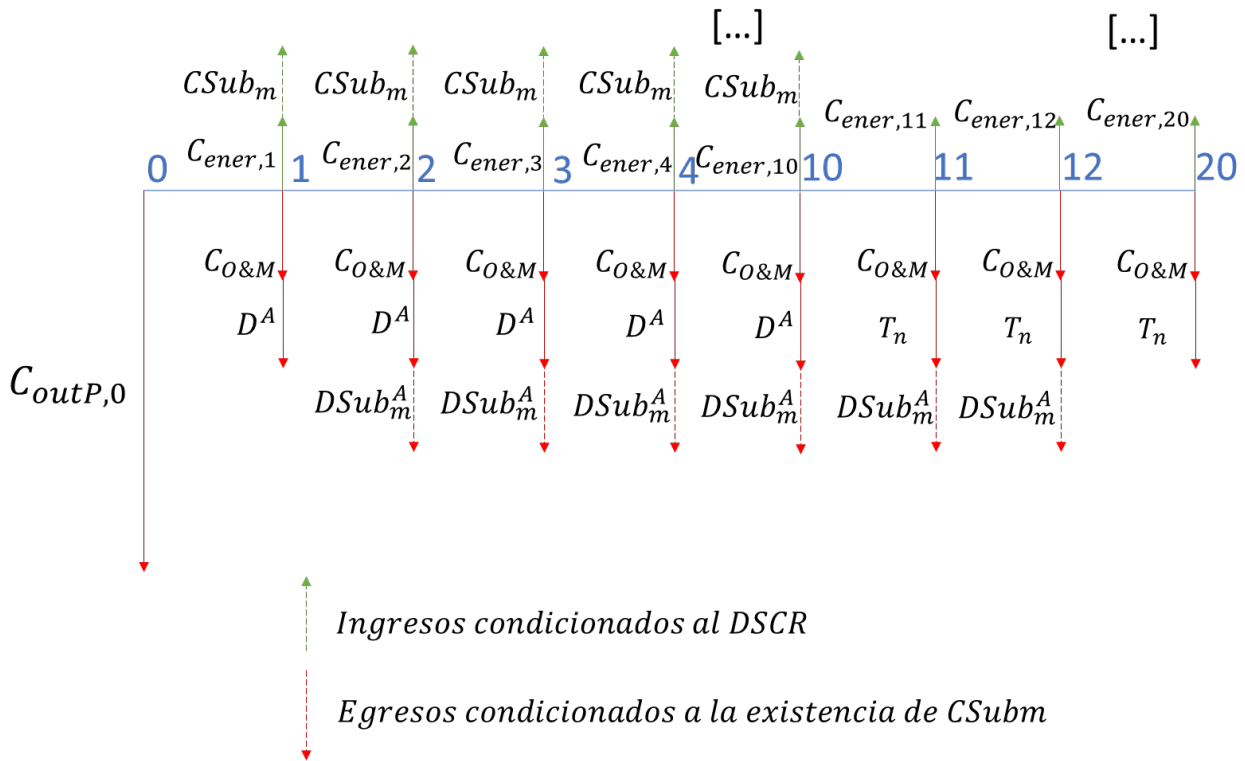


Figura nº 50: Representación esquemática del flujo de caja de proyecto para el Caso 2.2

El flujo de caja del promotor se esquematiza en la Figura 51.

□

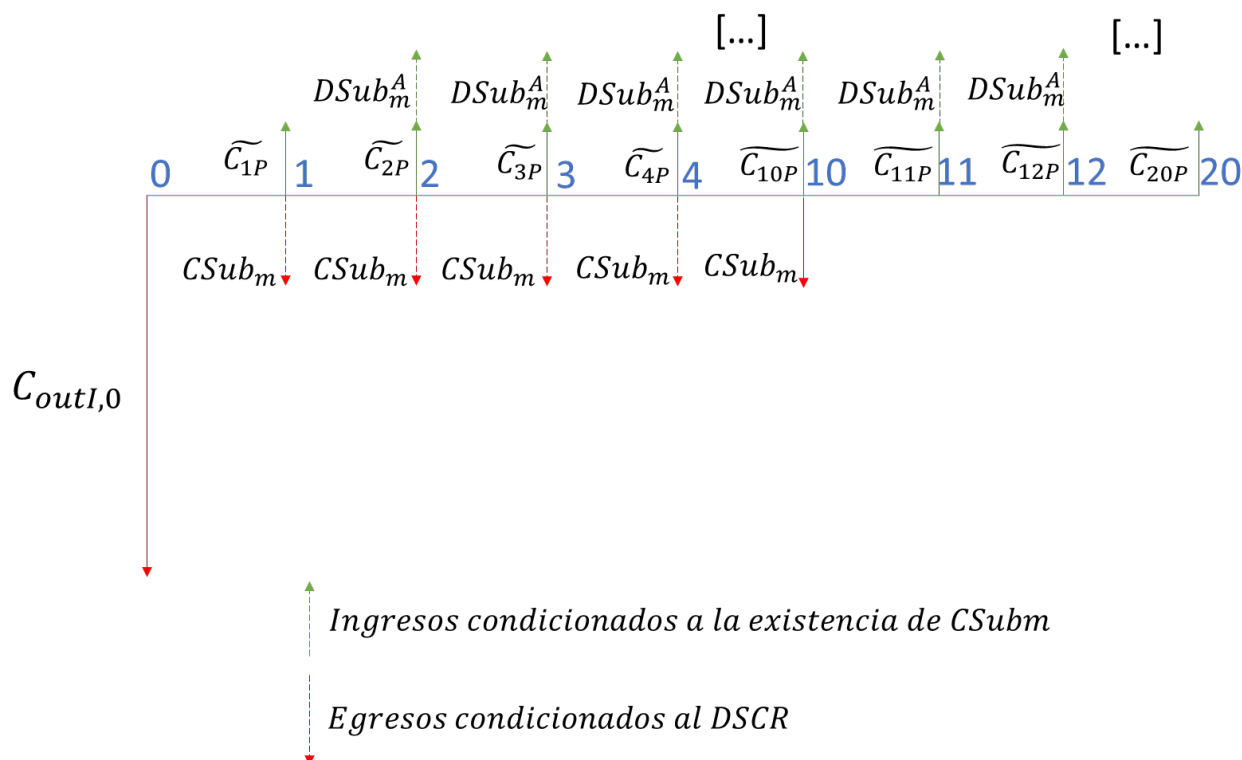


Figura n° 51: Representación esquemática del flujo de caja del promotor para el Caso 2.2

5.4.4.4. SECUENCIA DE CÁLCULO

Para obtener los índices de rentabilidad Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), de un tamaño de proyecto determinado se realiza la siguiente secuencia de cálculo.

1. Seleccionar un caudal de equipamiento (Q_p).
2. Ingresar los demás datos del esquema (salto bruto, longitud de tubería, etc.) necesarios para el cálculo del coste directo de construcción (C_{dc}) mediante RETScreen.
3. Calcular el importe de la inversión (C)
4. Calcular la proporción de la inversión que se financiará (C_{deuda})
5. Calcular los gastos financieros (C_{fin})
6. Calcular los intereses para el periodo de gracia ($2D_{in,0}$)
7. Calcular la inversión inicial total del proyecto ($C_{outP,0}$)
8. Calcular la inversión inicial total del promotor (accionista). ($C_{outI,0}$)
9. Calcular los pagos de la deuda senior (D)
10. Calcular la potencia nominal de la planta (P).
11. Calcular la producción para cada uno de los veinte años de simulación (E).
12. Calcular los ingresos por venta de energía ($C_{ener,n}$) para cada uno de los veinte años de simulación.
13. Calcular el coste de operación y mantenimiento ($Co\&m$) que será constante en todos los años.
14. Calcular EBITDA para cada uno de los 20 años.
15. Calcular el DSCR para cada año del plazo de la deuda senior. Determinar para cada año si este DSCR cumple el mínimo.

16. En caso que el DSCR no cumpla, activar un préstamo por parte del promotor (deuda subordinada, CSubm) e incluirlo como ingreso del proyecto en el año que no se cumpla dicho DSCR y como desembolso al flujo de caja del promotor. A su vez, se calculan los pagos a dicha deuda (DSubm) e incluirlos como desembolsos en los siguientes 3 años del flujo de caja del proyecto, y como ingresos en el flujo de caja del promotor.
17. Calcular el impuesto sobre la renta (T_n) y añadirlo al flujo de caja a partir del año 11.
18. Calcular el flujo de caja del proyecto antes de impuestos (CnP ; CnP') y después de impuestos ($\widetilde{C}_{nP}$; $\widetilde{C}_{nP}'$), así como el flujo de caja del promotor antes de impuestos (CnI ; CnI') y después de impuestos ($\widetilde{C}_{nI}$; $\widetilde{C}_{nI}'$) para cada año de simulación.
19. Calcular el VAN y la TIR para la opción estudiada, tanto para el flujo de caja del proyecto, como para el flujo de caja del promotor.
20. El proyecto óptimo será el de máximo TIR, siempre que este sea mayor que 12% y que en ningún año el DSCR sea menor que 1,45. El hecho de que el DSCR baje de 1,45 será motivo de descarte del proyecto, independientemente de los valores de TIR y VAN que arroje.

En la Figura 52 se muestra el diagrama de flujo de la secuencia de cálculo. Esta secuencia se repite variando el caudal de equipamiento, con lo cual los resultados evidencian la variación de rentabilidad respecto al tamaño del proyecto.

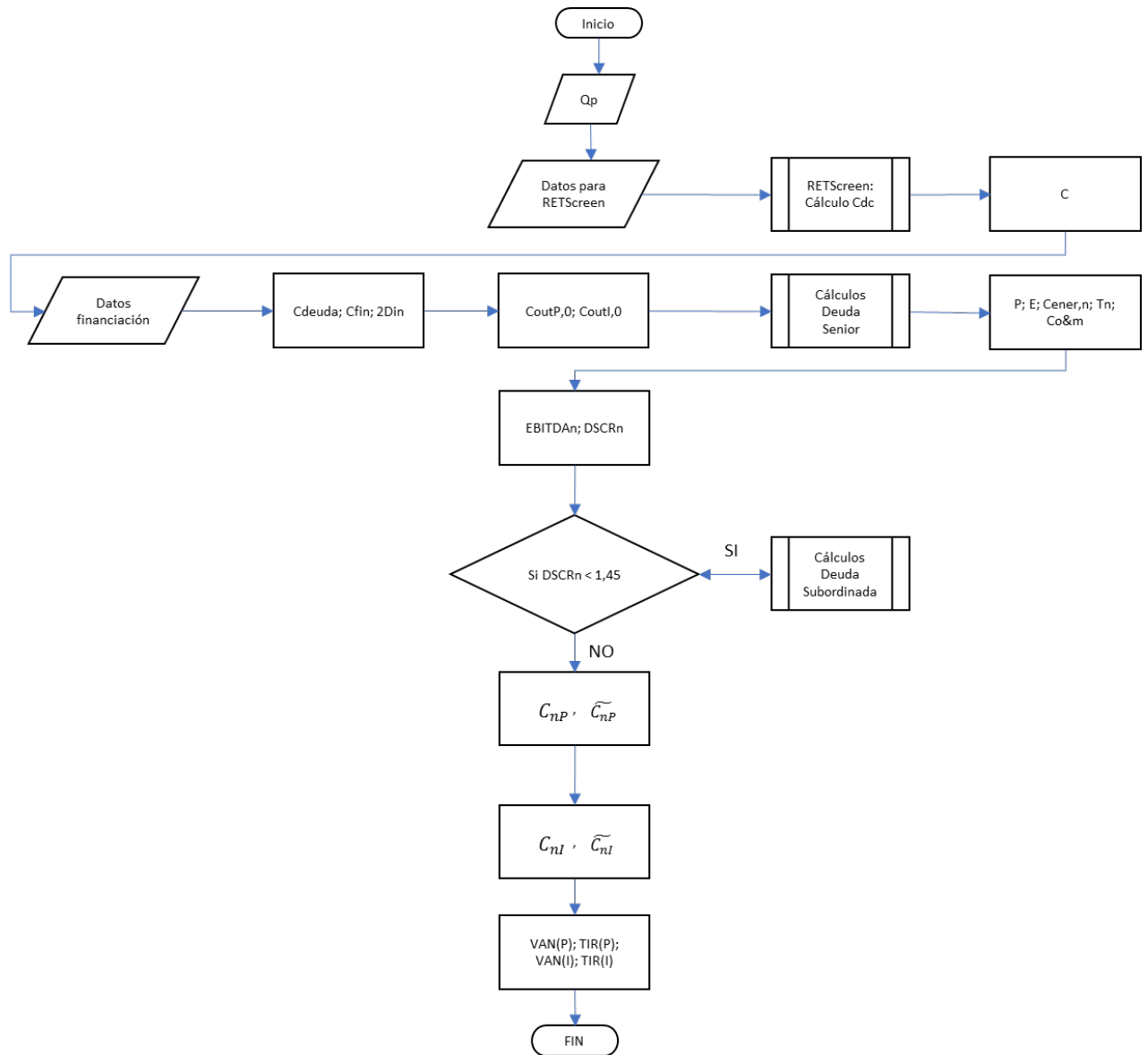


Figura nº 52: Diagrama de flujo cálculos Caso 2.2. Fuente: Elaboración propia

5.4.5. MODELO CASO 2.3

5.4.5.1. INGRESOS

Los ingresos del proyecto (Cener) se calculan exclusivamente por venta de energía al precio fijado. Por tanto, para el año n bastará con multiplicar la energía producida (E) por dicho precio.

$$C_{ener,n} = E_n \times PRECIO$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

E_n = Producción energética en el año n

PRECIO = precio de venta de la energía = 98,34 US\$/MWh

5.4.5.2. DESEMBOLSOS

- **INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO**

La inversión inicial se compone de lo siguiente:

- Coste directo de construcción (C_{dc})
- Costes indirectos (C_{ind}) = $0,25C_{dc}$
- Costes imprevistos (C_{imp}) = $0,05C_{dc}$
- Gastos financieros (C_{fin}) = $0,0175C_{dc}$
- Intereses durante la construcción (D_{in0})

El importe de la deuda senior se calcula con la siguiente expresión:

$$C_{deuda} = C \times f_d$$

Siendo,

f_d = ratio de deuda (la fracción de la inversión que se financia) = 0,60

$$C_{deuda} = 0,60C$$

$$C = C_{dc} + C_{ind} + C_{imp} = (C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc}) = 1,30C_{dc}$$

$$C_{deuda} = 0,60 \times 1,30C_{dc} = 0,78C_{dc}$$

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

A su vez,

$$C_{fin} = g_f \times C_{deuda} = g_f \times f_d \times (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

g_f = porcentaje de gastos financieros = 1,75%

Por tanto,

$$C_{fin} = 0,0175 \times 0,60 \times (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

$$C_{fin} = 0,0105 (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

$$C_{fin} = 0,0105(C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc})$$

$$C_{fin} = 0,01365C_{dc}$$

Siendo,

C_{fin} = Gastos financieros (US\$)

Por otro lado, los intereses durante la construcción se calculan, para cada año, con la siguiente expresión:

$$D_{in,0} = C_{deuda} \times i_d$$

Siendo,

$D_{in,0}$ = intereses del préstamo generados en un año (US\$)

i_d = tasa de interés del préstamo (deuda senior) = 7%

Para los dos años de periodo de gracia:

$$2D_{in,0} = 0,07C_{deuda}$$

$$2D_{in,0} = 2 \times 0,07 \times 0,78C_{dc} = 0,1092C_{dc}$$

Por tanto, la inversión inicial total sería la siguiente:

$$C_{outP,0} = C + C_{fin} + 2D_{in,0}$$

$$C_{outP,0} = 1,30C_{dc} + 0,01365C_{dc} + 0,1092C_{dc}$$

$$C_{outP,0} = 1,410565C_{dc}$$

Donde,

$C_{outP,0}$ = Inversión inicial total del proyecto (US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

• INVERSIÓN INICIAL DEL ACCIONISTA

De la inversión total estimada para el proyecto, el accionista deberá aportar al contado una fracción de la misma. Dicho aporte se compone de lo siguiente:

- Una fracción del coste directo de construcción
- Una fracción de costes indirectos

- Una fracción de costes imprevistos
- La totalidad de los gastos financieros
- La totalidad de los intereses durante la construcción

Por tanto, la inversión inicial del accionista sería la siguiente:

$$C_{outI,0} = (1 - f_d)C + C_{fin} + 2D_{in,0}$$

$$C_{outI,0} = (1 - 0,60) \times 1,30C_{dc} + 0,01365C_{dc} + 0,1092C_{dc}$$

$$C_{outI,0} = 0,64285C_{dc}$$

Donde,

$C_{outI,0}$ = Inversión inicial total del accionista (US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

• PAGOS A DEUDA SENIOR

Los pagos de deuda representan un flujo regular de gastos por un período determinado de tiempo (conocido como Plazo de Deuda). Los pagos de la deuda (D) se calculan con la siguiente fórmula:

$$D = C_{deuda} \frac{i_d'}{1 - \frac{1}{(1 + i_d')^{N'}}$$

Donde,

C_{deuda} = Importe deuda senior

i_d' = tasa de interés efectiva del periodo de pago.

N' = plazo de deuda en número de periodos de pago.

El pago de la deuda se realiza con amortización constante, es decir, es el mismo pago durante todo el plazo de la deuda, variando la proporción de pagos a capital y a intereses.

En este Caso, el periodo de pago es trimestral, por tanto, los valores de la tasa de interés efectiva y plazo de la deuda son los siguientes:

$$i_d' = \frac{i_d}{N} = \frac{i_d}{4} = \frac{7\%}{4} = 1,75\%$$

N' = número de trimestres en el plazo de la deuda = 10 años x (4 trimestres/año) = 40

$$D = C_{deuda} \frac{1,75\%}{1 - \frac{1}{(1 + 1,75\%)^{40}}} = 0,034972C_{deuda} = 0,02727823C_{dc}$$

A su vez los pagos de deuda están compuestos en el pago de capital ($D_{p,n}$) y el pago de intereses ($D_{i,n}$):

$$D = D_{p,n} + D_{i,n}$$

Ambos varían de año a año y se calculan de acuerdo a las condiciones del préstamo. El saldo del préstamo (S_n) al final de cada trimestre se calcula como:

$$\begin{aligned} S_0 &= C_{deuda} \\ S_1 &= S_0 - D \\ S_2 &= S_1 - D \\ S_n &= S_{n-1} - D \end{aligned}$$

Por tanto,

$$D_{i,n} = (S_{n-1}) \times i_d'$$

$$D_{p,n} = D - D_{i,n}$$

Los pagos a deuda se incluyen en el flujo de caja del proyecto. Tomando en cuenta que el modelo es anual, la suma de los pagos a deuda se incluyen como D^A

• OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El coste anual que supone la operación y el mantenimiento de la central, se define como el 2% de la inversión inicial (ver apartado 3.3.5.3).

$$C_{O\&M} = 0,02C_{outP,0}$$

Donde,

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

$C_{outP,0}$ = Inversión inicial total del proyecto (US\$)

• IMPUESTOS

Se ha considerado el impuesto más relevante para la modelización, que es el Impuesto sobre la Renta. En Guatemala, a fecha de redacción de este estudio, este impuesto se grava con un 7% de los ingresos brutos por venta de energía. No obstante, de acuerdo a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, las centrales hidroeléctricas están exentas de dicho impuesto durante los primeros 10 años de operación³⁴.

$$T_n = tC_{ener,n}$$

Donde,

T_n = Impuestos a pagar en el año n

³⁴ Decreto número 52-2003. Artículo 5.

t = tasa de impuesto considerada (7%)

$C_{ener,n}$ = ingresos anuales por venta de energía en el año n

5.4.5.3. EBITDA

A este valor también se le conoce como beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones o EBITDA por sus siglas en inglés (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization*) y se calcula para cada año (n) de la siguiente manera³⁵:

$$EBITDA_n = C_{ener,n} - C_{O\&M}$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

5.4.5.4. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS

➤ FLUJO DE CAJA DEL PROYECO

$$C_{nP} = C_{ener,n} - C_{O\&M} - D^A$$

En este caso, debido al tamaño de la empresa que invierte, no existe la posibilidad de asistir financieramente al proyecto en caso de cumplir el DSCR. Por tanto, si el DSCR no se cumple en algún año, el proyecto quedaría automáticamente descartado

El DSCR (*Debt Service Coverage Ratio*) se calcula para cada año durante el plazo de la deuda senior, mediante la siguiente expresión:

$$DSCR_n = \frac{EBITDA_n}{D^A}$$

➤ FLUJO DE CAJA DEL PROMOTOR

$$C_{nI} = C_{nP}$$

5.4.5.5. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS

Se calcula de la siguiente forma:

Entre el año 1 y 10:

$$\widetilde{C}_{nI} = C_{nI}$$

A partir del año 11:

$$\widetilde{C}_{nI} = C_{nP} - T_n$$

³⁵ En los Casos **sin financiación** el EBITDA coincide con el Flujo de Caja antes de Impuestos.

Donde,

C_{nP} = flujo de caja del proyecto antes de impuestos para el año n (US\$)

$\widetilde{C}_{nP}$ = flujo de caja del proyecto después de impuestos (US\$)

C_{nI} = flujo de caja del promotor antes de impuestos para el año n (US\$)

$\widetilde{C}_{nI}$ = flujo de caja del promotor después de impuestos (US\$)

T_n = Impuestos a pagar en el año n

5.4.5.6. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA

La representación esquemática del flujo de caja del proyecto del Caso 2.3 se presenta en la Figura 53.

□

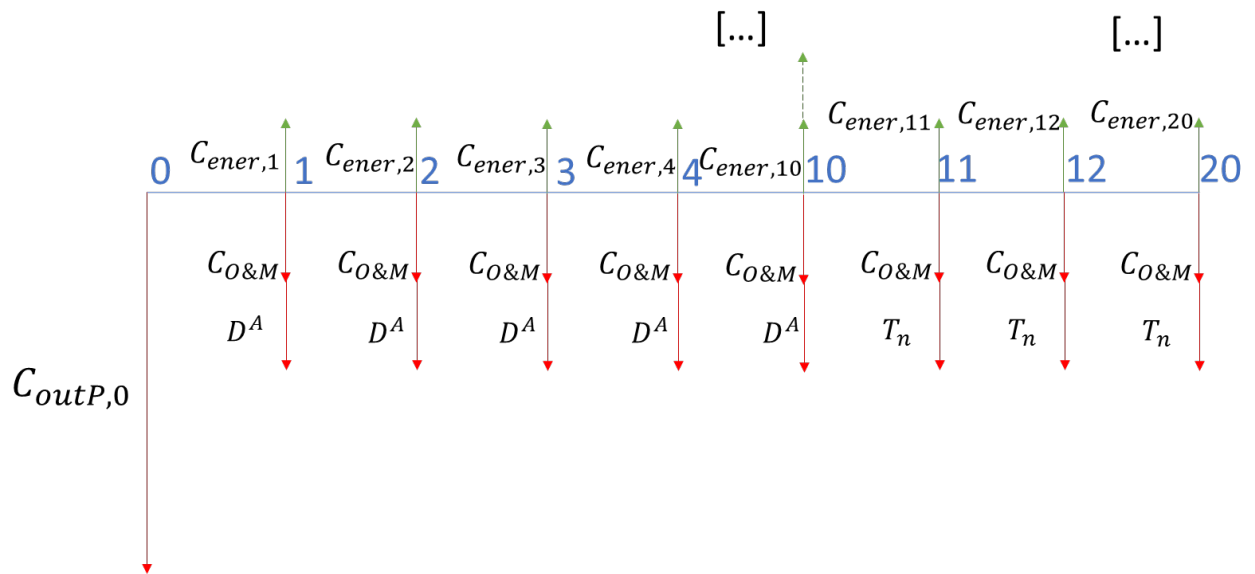


Figura nº 53: Representación esquemática del flujo de caja de proyecto para el Caso 2.3

El flujo de caja del promotor se esquematiza en la Figura 54.

□

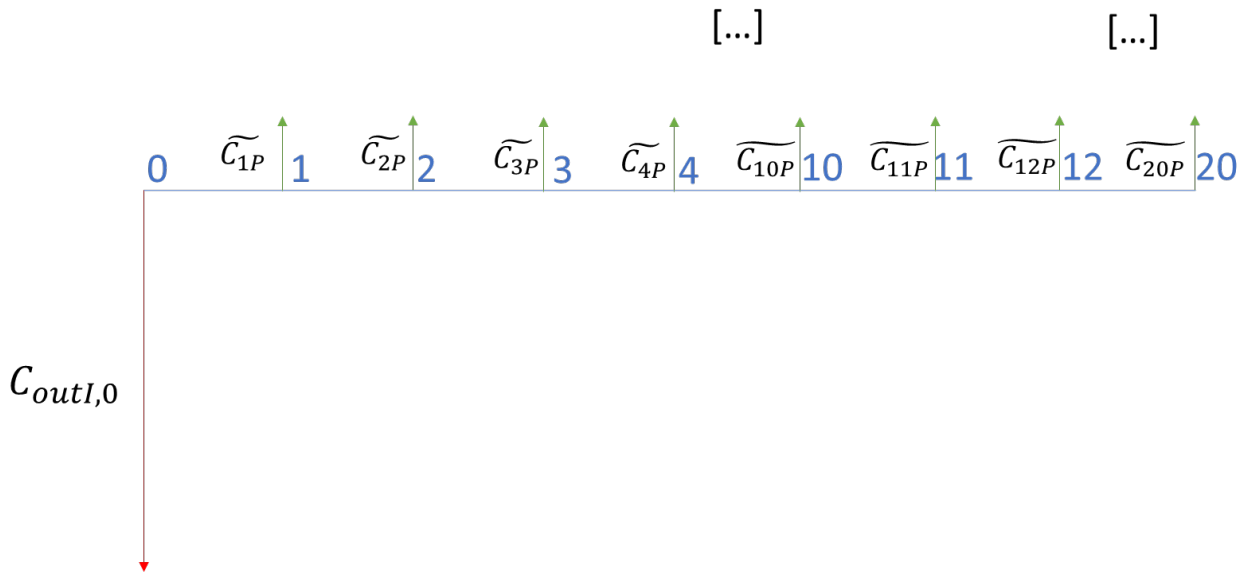


Figura nº 54: Representación esquemática del flujo de caja del promotor para el Caso 2.3

5.4.5.7. SECUENCIA DE CÁLCULO

Para obtener los índices de rentabilidad Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), de un tamaño de proyecto determinado se realiza la siguiente secuencia de cálculo.

1. Seleccionar un caudal de equipamiento (Q_p).
2. Ingresar los demás datos del esquema (salto bruto, longitud de tubería, etc.) necesarios para el cálculo del coste directo de construcción (C_{dc}) mediante RETScreen.
3. Calcular el importe de la inversión (C)
4. Calcular la proporción de la inversión que se financiará (C_{deuda})
5. Calcular los gastos financieros (C_{fin})
6. Calcular los intereses para el periodo de gracia ($2D_{in,0}$)
7. Calcular la inversión inicial total del proyecto ($C_{outP,0}$)
8. Calcular la inversión inicial total del promotor (accionista). ($C_{outI,0}$)
9. Calcular los pagos de la deuda senior (D)
10. Calcular la potencia nominal de la planta (P).
11. Calcular la producción para cada uno de los veinte años de simulación (E).
12. Calcular los ingresos por venta de energía ($C_{ener,n}$) para cada uno de los veinte años de simulación.
13. Calcular el coste de operación y mantenimiento ($Co\&m$) que será constante en todos los años.
14. Calcular EBITDA para cada uno de los 20 años.
15. Calcular el DSCR para cada año del plazo de la deuda senior. Determinar para cada año si este DSCR cumple el mínimo. En caso de no cumplir el proyecto quedará descartado.
16. Calcular el impuesto sobre la renta (T_n) y añadirlo al flujo de caja a partir del año 11.
17. Calcular el flujo de caja del proyecto antes de impuestos (C_{nP}) y después de impuestos ($\widetilde{C}_{nP}$), así como el flujo de caja del promotor antes de impuestos (C_{nI}) y después de impuestos ($\widetilde{C}_{nI}$) para cada año de simulación.
18. Calcular el VAN y la TIR para la opción estudiada, tanto para el flujo de caja del proyecto, como para el flujo de caja del promotor.

19. El proyecto óptimo será el de máximo TIR, siempre que este sea mayor que 12% y que en ningún año el DSCR sea menor que 1,45. El hecho de que el DSCR baje de 1,45 será motivo de descarte del proyecto, independientemente de los valores de TIR y VAN que arroje.

En la Figura 55 se muestra el diagrama de flujo de la secuencia de cálculo. Esta secuencia se repite variando el caudal de equipamiento, con lo cual los resultados evidencian la variación de rentabilidad respecto al tamaño del proyecto.

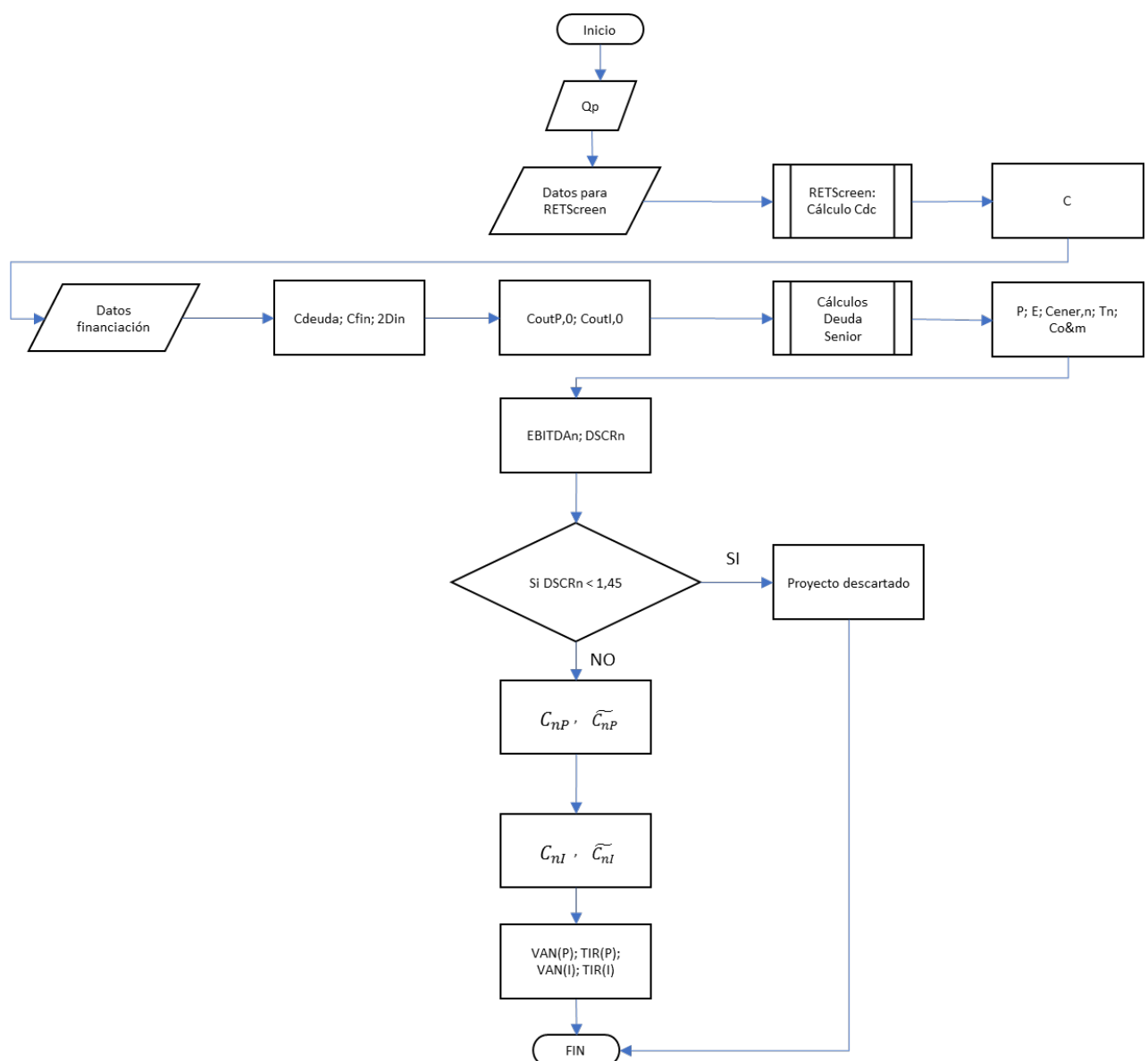


Figura nº 55: Diagrama de flujo cálculos Caso 2.3. Fuente: Elaboración propia

5.4.6. MODELO CASO 2.4

5.4.6.1. INGRESOS

Los ingresos del proyecto (Cener) se calculan exclusivamente por venta de energía al precio fijado. Por tanto, para el año n bastará con multiplicar la energía producida (E) por dicho precio.

$$C_{ener,n} = E_n \times PRECIO$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

E_n = Producción energética en el año n

PRECIO = precio de venta de la energía = 98,34 US\$/MWh

5.4.6.2. DESEMBOLSOS

- **INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO**

La inversión inicial se compone de lo siguiente:

- Coste directo de construcción (C_{dc})
- Costes indirectos (C_{ind}) = $0,25C_{dc}$
- Costes imprevistos (C_{imp}) = $0,05C_{dc}$
- Gastos financieros de la deuda senior (C_{finS}) y gastos financieros de la deuda *mezzanine* (C_{finM})
- Intereses durante la construcción ($DinS,0$)

El importe de la deuda senior se calcula con la siguiente expresión:

$$C_{deudas} = C \times f_{ds}$$

Siendo,

f_{ds} = ratio de deuda senior (la fracción de la inversión que se financia) = 0,60

$$C_{deudas} = 0,60C$$

$$C = C_{dc} + C_{ind} + C_{imp} = (C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc}) = 1,30C_{dc}$$

$$C_{deudas} = 0,60 \times 1,30C_{dc} = 0,78C_{dc}$$

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

A su vez,

$$C_{fins} = g_{fs} \times C_{deudas} = g_{fs} \times f_{ds} \times (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

g_{fs} = porcentaje de gastos financieros de la deuda senior = 1,75%

Por tanto,

$$C_{finS} = 0,0175 \times 0,60 \times (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

$$C_{finS} = 0,0105 (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

$$C_{finS} = 0,0105(C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc})$$

$$C_{finS} = 0,01365C_{dc}$$

Siendo,

C_{finS} = Gastos financieros deuda senior (US\$)

Por otro lado, los intereses durante la construcción se calculan, para cada año, con la siguiente expresión:

$$D_{ins,0} = C_{deudas} \times i_{ds}$$

Siendo,

$D_{ins,0}$ = intereses de la deuda senior generados en un año (US\$)

i_{ds} = tasa de interés del préstamo (deuda senior) = 7%

Para los dos años de periodo de gracia:

$$2D_{ins,0} = 0,07C_{deudas}$$

$$2D_{ins,0} = 2 \times 0,07 \times 0,78C_{dc} = 0,1092C_{dc}$$

El importe de la deuda *mezzanine* se calcula con la siguiente expresión:

$$C_{deudaM} = C \times f_{dM}$$

Siendo,

f_{dM} = ratio de deuda *mezzanine* (la fracción de la inversión que se financia) = 0,20

$$C_{deudaM} = 0,20C$$

$$C = C_{dc} + C_{ind} + C_{imp} = (C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc}) = 1,30C_{dc}$$

$$C_{deudaM} = 0,20 \times 1,30C_{dc} = 0,26C_{dc}$$

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

A su vez,

$$C_{finM} = g_{fM} \times C_{deudaM} = g_{fM} \times f_{dM} \times (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

g_{fM} = porcentaje de gastos financieros de la deuda *mezzanine* = 1,75%

Por tanto,

$$C_{finM} = 0,0175 \times 0,20 \times (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

$$C_{finM} = 0,0035 (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

$$C_{finM} = 0,0035(C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc})$$

$$C_{finM} = 0,00455C_{dc}$$

Siendo,

C_{finM} = Gastos financieros deuda *mezzanine* (US\$)

En la deuda *mezzanine* no hay periodo de gracia, por lo que deberán empezar a pagarse las cuotas (capital más intereses) en el primer trimestre inmediatamente después del desembolso del préstamo. Si denominamos a la suma de los pagos de un año de la deuda *mezzanine* D_m , la inversión inicial total sería la siguiente:

$$C_{outP,0} = 1,30C + C_{finS} + 2D_{inS,0} + C_{finM} + 2D_m^A$$

Donde,

$C_{outP,0}$ = Inversión inicial total del proyecto (US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

C_{finS} = Gastos financieros deuda senior (US\$)

$D_{inS,0}$ = intereses de la deuda senior generados en un año (US\$)

C_{finM} = Gastos financieros deuda *mezzanine* (US\$)

D_m^A = suma anual de pagos de la deuda *mezzanine* (capital más intereses) (US\$)

• INVERSIÓN INICIAL DEL ACCIONISTA

De la inversión total estimada para el proyecto, el accionista deberá aportar al contado una fracción de la misma. Dicho aporte se compone de lo siguiente:

- Una fracción del coste directo de construcción
- Una fracción de costes indirectos
- Una fracción de costes imprevistos
- La totalidad de los gastos financieros de ambos préstamos
- La totalidad de los intereses durante la construcción de la deuda senior
- La totalidad de las cuotas de la deuda *mezzanine*

Por tanto, la inversión inicial del accionista sería la siguiente:

$$C_{outI,0} = (1 - f_{ds} - f_{dM})C + C_{finS} + C_{finM} + 2D_{inS,0} + 2D_m^A$$

Donde,

$C_{outI,0}$ = Inversión inicial total del accionista (US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

C_{finS} = Gastos financieros deuda senior (US\$)

$D_{inS,0}$ = intereses de la deuda senior generados en un año (US\$)

C_{finM} = Gastos financieros deuda *mezzanine* (US\$)

D_m^A = suma anual de pagos de la deuda *mezzanine* (capital más intereses) (US\$)

• PAGOS A DEUDA SENIOR

Los pagos de deuda representan un flujo regular de gastos por un período determinado de tiempo (conocido como Plazo de Deuda). Los pagos de la deuda (D_S) se calculan con la siguiente fórmula:

$$D_S = C_{deudas} \frac{i_{ds}'}{1 - \frac{1}{(1 + i_{ds}')^{Ns'}}$$

Donde,

C_{deudas} = Importe deuda *senior*

i_{ds}' = tasa de interés efectiva del periodo de pago.

Ns' = plazo de deuda en número de periodos de pago.

El pago de la deuda se realiza con amortización constante, es decir, es el mismo pago durante todo el plazo de la deuda, variando la proporción de pagos a capital y a intereses.

En este Caso, el periodo de pago es trimestral, por tanto, los valores de la tasa de interés efectiva y plazo de la deuda son los siguientes:

$$i_{ds}' = \frac{i_{ds}}{N} = \frac{i_{ds}}{4} = \frac{7\%}{4} = 1,75\%$$

Ns' = número de trimestres en el plazo de la deuda = 10 años x (4 trimestres/año) = 40

$$D_S = C_{deudas} \frac{1,75\%}{1 - \frac{1}{(1 + 1,75\%)^{40}}} = 0,034972 C_{deudas}$$

A su vez los pagos de deuda están compuestos en el pago de capital ($DS_{p,n}$) y el pago de intereses ($DS_{i,n}$):

$$D_S = DS_{p,n} + DS_{i,n}$$

Ambos varían de año a año y se calculan de acuerdo a las condiciones del préstamo. El saldo del préstamo ($S_n S$) al final de cada trimestre se calcula como:

$$\begin{aligned} S_0 S &= C_{deudas} \\ S_1 S &= S_0 S - D_S \\ S_2 S &= S_1 S - D_S \\ S_n S &= S_{n-1} S - D_S \end{aligned}$$

Por tanto,

$$DS_{i,n} = (S_{n-1} S) \times i_{ds}'$$

$$DS_{p,n} = D_S - DS_{i,n}$$

Los pagos a deuda se incluyen en el flujo de caja del proyecto. Tomando en cuenta que el modelo es anual, la suma de los pagos a deuda se incluyen como D_S^A

- **PAGOS A DEUDA MEZZANINE**

Los pagos de la deuda (D_m) se calculan con la siguiente fórmula:

$$D_m = C_{deudaM} \frac{i_{dm}'}{1 - \frac{1}{(1 + i_{dm}')^{Nm'}}$$

Donde,

C_{deudaM} = Importe deuda *mezzanine*

i_{dm}' = tasa de interés efectiva del periodo de pago.

Nm' = plazo de deuda en número de periodos de pago.

El pago de la deuda se realiza con amortización constante, es decir, es el mismo pago durante todo el plazo de la deuda, variando la proporción de pagos a capital y a intereses.

En este Caso, el periodo de pago es trimestral, por tanto, los valores de la tasa de interés efectiva y plazo de la deuda son los siguientes:

$$i_{dm}' = \frac{i_{dm}}{N} = \frac{i_{dm}}{4} = \frac{15\%}{4} = 3,75\%$$

$$Nm' = \text{número de trimestres en el plazo de la deuda} = 6 \text{ años} \times (4 \text{ trimestres/año}) = 24$$

$$D_m = C_{deudaM} \frac{3,75\%}{1 - \frac{1}{(1 + 3,75\%)^{24}}} = 0,063919 C_{deudaM}$$

A su vez los pagos de deuda están compuestos en el pago de capital ($DM_{p,n}$) y el pago de intereses ($DM_{i,n}$):

$$D_m = DM_{p,n} + DM_{i,n}$$

Ambos varían de año a año y se calculan de acuerdo a las condiciones del préstamo. El saldo del préstamo ($S_n m$) al final de cada trimestre se calcula como:

$$\begin{aligned} S_0 m &= C_{deudaM} \\ S_1 m &= S_0 m - D_m \\ S_2 m &= S_1 m - D_m \\ S_n m &= S_{n-1} m - D_m \end{aligned}$$

Por tanto,

$$DM_{i,n} = (S_{n-1} m) \times i_{dm}'$$

$$DM_{p,n} = D_m - DM_{i,n}$$

Los pagos a deuda se incluyen en el flujo de caja del proyecto. Tomando en cuenta que el modelo es anual, la suma de los pagos a deuda se incluyen como D_m^A .

• OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El coste anual que supone la operación y el mantenimiento de la central, se define como el 2% de la inversión inicial (ver apartado 3.5.3.2).

$$C_{O\&M} = 0,02 C_{outP,0}$$

Donde,

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

$C_{outP,0}$ = Inversión inicial total del proyecto (US\$)

• IMPUESTOS

Se ha considerado el impuesto más relevante para la modelización, que es el Impuesto sobre la Renta. En Guatemala, a fecha de redacción de este estudio, este impuesto se grava con un 7% de los ingresos brutos por venta de energía. No obstante, de acuerdo a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, las centrales hidroeléctricas están exentas de dicho impuesto durante los primeros 10 años de operación³⁶.

$$T_n = t C_{ener,n}$$

Donde,

T_n = Impuestos a pagar en el año n

t = tasa de impuesto considerada (7%)

$C_{ener,n}$ = ingresos anuales por venta de energía en el año n

³⁶ Decreto número 52-2003. Artículo 5.

5.4.6.3. EBITDA

A este valor también se le conoce como beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones o EBITDA por sus siglas en inglés (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization*) y se calcula para cada año (n) de la siguiente manera³⁷:

$$EBITDA_n = C_{ener,n} - C_{O\&M}$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

5.4.6.4. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS

➤ FLUJO DE CAJA DEL PROYECO

$$C_{nP} = C_{ener,n} - C_{O\&M} - D_s^A - D_m^A$$

En este caso, no se contempla la posibilidad de asistir financieramente al proyecto en caso de cumplir el DSCR. Por tanto, si el DSCR no se cumple en algún año, el proyecto quedaría automáticamente descartado

El DSCR (*Debt Service Coverage Ratio*) se calcula para cada año durante el plazo de la deuda senior, mediante la siguiente expresión:

$$DSCR_{sn} = \frac{EBITDA_n}{D_s^A}$$

Para la deuda *mezzanine* este índice se calcula con la siguiente expresión:

$$DSCR_{mn} = \frac{EBITDA_n - D_m^A}{D_m^A}$$

➤ FLUJO DE CAJA DEL PROMOTOR

$$C_{nI} = C_{nP}$$

5.4.6.5. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS

Se calcula de la siguiente forma:

Entre el año 1 y 10:

$$\widetilde{C}_{nI} = C_{nI}$$

³⁷ En los Casos **sin financiación** el EBITDA coincide con el Flujo de Caja antes de Impuestos.

A partir del año 11:

$$\widetilde{C}_{nI} = C_{nP} - T_n$$

Donde,

C_{nP} = flujo de caja del proyecto antes de impuestos para el año n (US\$)

$\widetilde{C}_{nP}$ = flujo de caja del proyecto después de impuestos (US\$)

C_{nI} = flujo de caja del promotor antes de impuestos para el año n (US\$)

$\widetilde{C}_{nI}$ = flujo de caja del promotor después de impuestos (US\$)

T_n = Impuestos a pagar en el año n

5.4.6.6. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA

La representación esquemática del flujo de caja del proyecto del Caso 2.4 se presenta en la Figura 56.

□

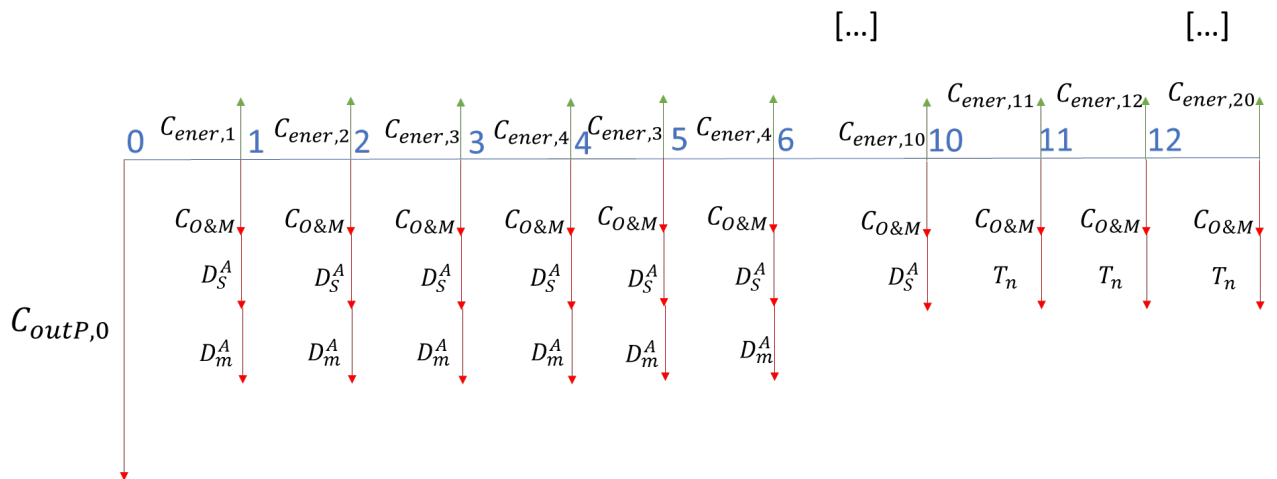


Figura n° 56: Representación esquemática del flujo de caja de proyecto para el Caso 2.4

El flujo de caja del promotor se esquematiza en la Figura 57.

□

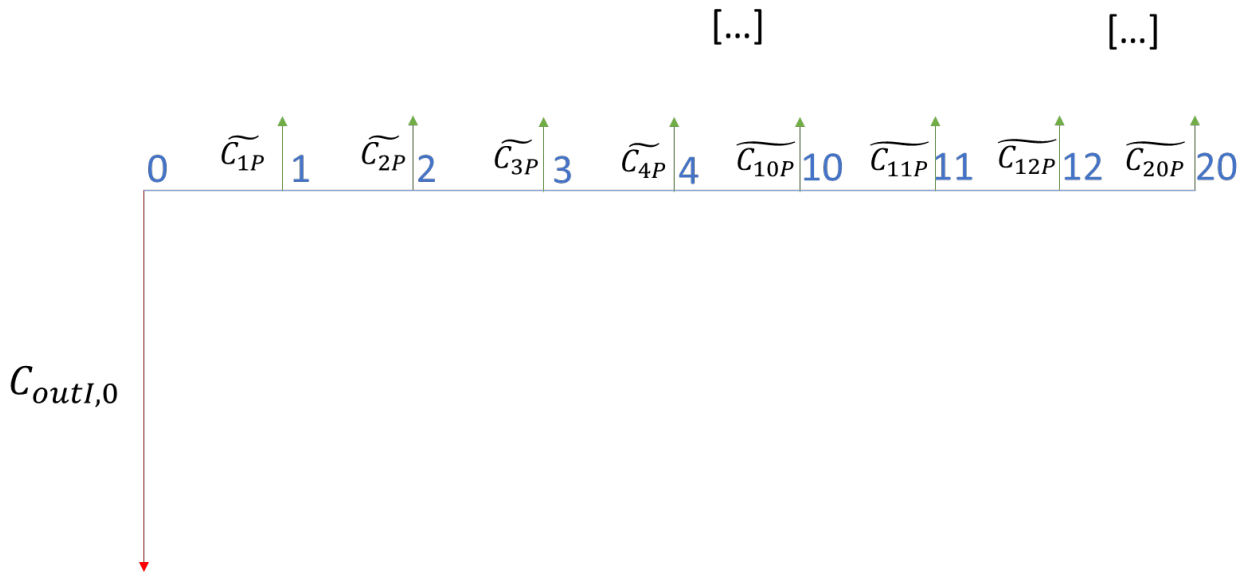


Figura nº 57: Representación esquemática del flujo de caja del promotor para el Caso 2.4

5.4.6.7. SECUENCIA DE CÁLCULO

Para obtener los índices de rentabilidad Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), de un tamaño de proyecto determinado se realiza la siguiente secuencia de cálculo.

1. Seleccionar un caudal de equipamiento (Q_p).
2. Ingresar los demás datos del esquema (salto bruto, longitud de tubería, etc.) necesarios para el cálculo del coste directo de construcción (C_{dc}) mediante RETScreen.
3. Calcular el importe de la inversión (C)
4. Calcular la proporción de la inversión que se financiará, tanto mediante deuda senior (C_{deuda_s}), como deuda *mezzanine* (C_{deuda_m}).
5. Calcular los gastos financieros (C_{fin_s} ; C_{fin_m})
6. Calcular los intereses para el periodo de gracia de la deuda senior ($2D_{in,0}$)
7. Calcular los pagos anuales de la deuda *mezzanine* (D_m^A)
8. Calcular la inversión inicial total del proyecto ($C_{outP,0}$)
9. Calcular la inversión inicial total del promotor (accionista). ($C_{outI,0}$)
10. Calcular los pagos de la deuda senior (D_s^A)
11. Calcular la potencia nominal de la planta (P).
12. Calcular la producción para cada uno de los veinte años de simulación (E).
13. Calcular los ingresos por venta de energía ($C_{ener,n}$) para cada uno de los veinte años de simulación.
14. Calcular el coste de operación y mantenimiento ($Co\&m$) que será constante en todos los años.
15. Calcular EBITDA para cada uno de los 20 años.
16. Calcular el DSCR para cada año del plazo, tanto para la deuda senior como para la deuda *mezzanine*. Determinar para cada año si estos DSCR cumplen los mínimos. En caso de no cumplir alguno de ellos el proyecto quedará descartado.
17. Calcular el impuesto sobre la renta (T_n) y añadirlo al flujo de caja a partir del año 11.

18. Calcular el flujo de caja del proyecto antes de impuestos (C_{nP}) y después de impuestos ($\widetilde{C}_{nP}$), así como el flujo de caja del promotor antes de impuestos (C_{nI}) y después de impuestos ($\widetilde{C}_{nI}$) para cada año de simulación.
19. Calcular el VAN y la TIR para la opción estudiada, tanto para el flujo de caja del proyecto, como para el flujo de caja del promotor.
20. El proyecto óptimo será el de máximo TIR, siempre que este sea mayor que 12% y que en ningún año el DSCR sea menor que 1,45 para la deuda senior y 1,20 para la deuda *mezzanine*. El hecho de que cualquier DSCR baje de lo mínimo requerido será motivo de descarte del proyecto, independientemente de los valores de TIR y VAN que arroje.

En la Figura 58 se muestra el diagrama de flujo de la secuencia de cálculo. Esta secuencia se repite variando el caudal de equipamiento, con lo cual los resultados evidencian la variación de rentabilidad respecto al tamaño del proyecto.

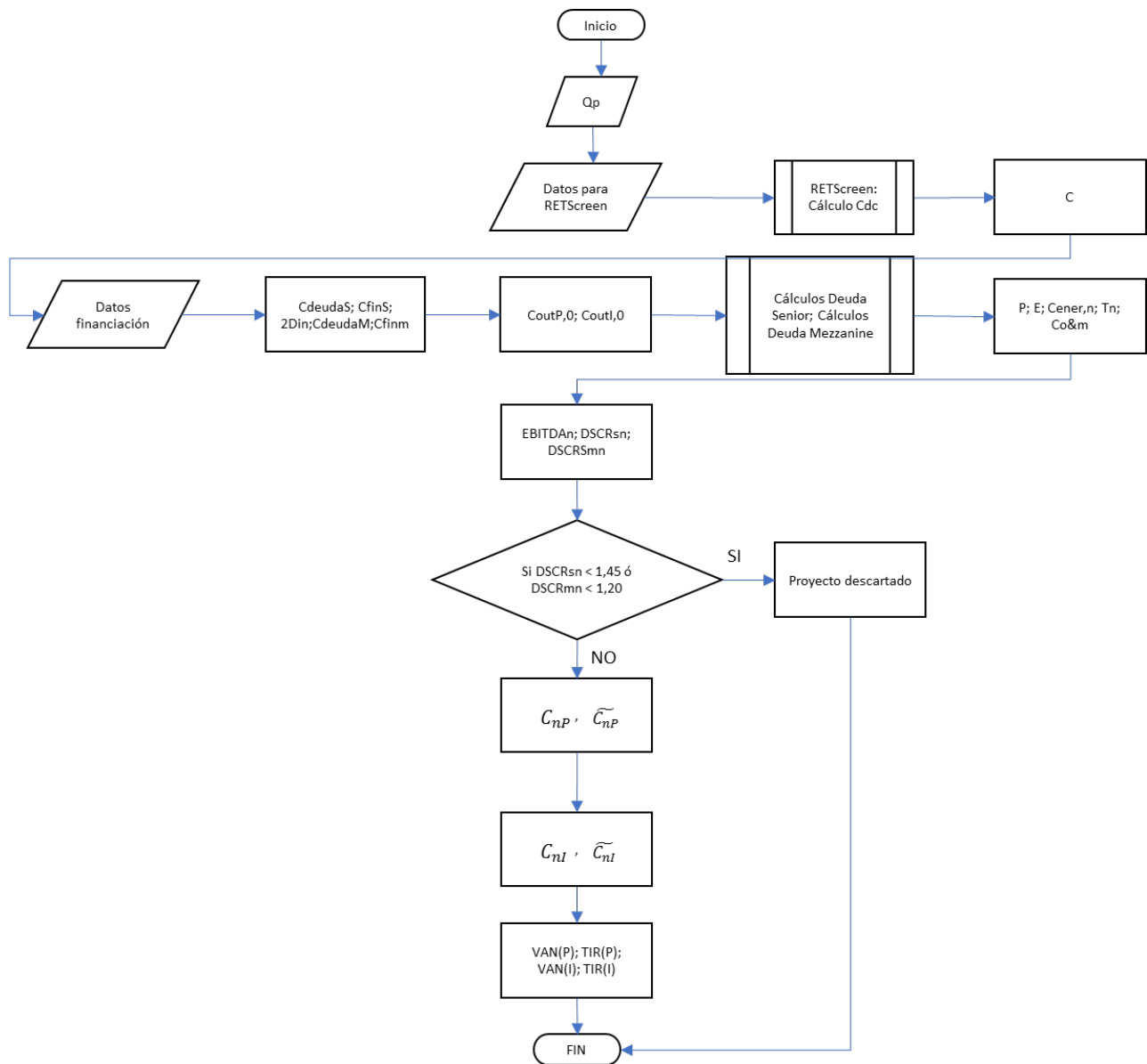


Figura nº 58: Diagrama de flujo cálculos Caso 2.4. Fuente: Elaboración propia

5.4.7. MODELO CASO 3

5.4.7.1. INGRESOS

Los ingresos del proyecto (Cener) se calculan exclusivamente por venta de energía al precio fijado. Por tanto, para el año n bastará con multiplicar la energía producida (E) por dicho precio.

$$C_{ener,n} = E_n \times PRECIO$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

E_n = Producción energética en el año n

PRECIO = precio de venta de la energía = 98,34 US\$/MWh

5.4.7.2. DESEMBOLSOS

- **INVERSIÓN INICIAL**

La inversión inicial se compone de lo siguiente:

- Coste directo de construcción (C_{dc})
- Costes indirectos (C_{ind})
- Costes imprevistos (C_{imp})

$$\begin{aligned} C_{out,0} &= C_{dc} + C_{ind} + C_{imp} \\ C_{out,0} &= C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc} \\ C_{out,0} &= 1,30C_{dc} \end{aligned}$$

Donde,

$C_{out,0}$ = Inversión inicial (US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

En este caso la inversión inicial ($C_{out,0}$) será como máximo la fijada por la disponibilidad de capital del promotor, y es a este valor que deberá ajustarse el tamaño del proyecto.

- **OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

El coste anual que supone la operación y el mantenimiento de la central, se define como el 2% de la inversión inicial (ver apartado 3.3.5.3).

$$C_{O\&M} = 0,02C_{out,0}$$

Donde,

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

$C_{out,0}$ = Inversión inicial (US\$)

- **IMPUESTOS**

Se ha considera el impuesto más relevante para la modelización, que es el Impuesto sobre la Renta. En Guatemala, a fecha de redacción de este estudio, este impuesto se grava con un 7% de los ingresos brutos por venta de energía. No obstante, de acuerdo a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, las centrales hidroeléctricas están exentas de dicho impuesto durante los primeros 10 años de operación³⁸.

$$T_n = tC_{ener,n}$$

Donde,

T_n = Impuestos a pagar en el año n

t = tasa de impuesto considerada (7%)

$C_{ener,n}$ = ingresos anuales por venta de energía en el año n

5.4.7.3. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS

El flujo de caja antes de impuestos se calcula de la siguiente forma:

$$C_n = C_{ener,n} - C_{O\&M}$$

Donde,

C_n = flujo de caja antes de impuestos para el año n (US\$)

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

5.4.7.4. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS

Se calcula de la siguiente forma:

Entre el año 1 y 10:

$$\widetilde{C}_n = C_n$$

A partir del año 11:

$$\widetilde{C}_n = C_n - T_n$$

Donde,

$\widetilde{C}_n$ = flujo de caja después de impuestos (US\$)

C_n = flujo de caja antes de impuestos para el año n (US\$)

T_n = Impuestos a pagar en el año n

³⁸ Decreto número 52-2003. Artículo 5.

5.4.7.5. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA

La representación esquemática del flujo de caja del Caso 3 se presenta en la Figura 59. Debido a que en este caso no hay financiación ajena, el flujo de caja del proyecto y del promotor es el mismo.

□

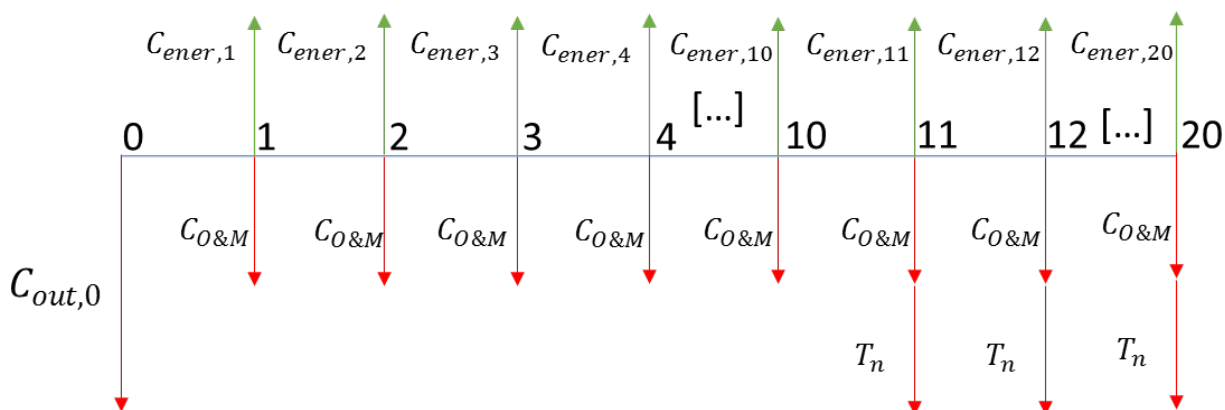


Figura nº 59: Representación esquemática del flujo de caja Caso 3

5.4.7.6. SECUENCIA DE CÁLCULO

Para obtener los índices de rentabilidad Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), de un tamaño de proyecto determinado se realiza la siguiente secuencia de cálculo.

1. Seleccionar un caudal de equipamiento.
2. Ingresar los demás datos del esquema (salto bruto, longitud de tubería, etc.) necesarios para el cálculo del coste directo de construcción (Cdc) mediante RETScreen.
3. Calcular la inversión inicial ($C_{out,0}$)
4. Calcular la potencia nominal de la planta (P).
5. Calcular la producción para cada uno de los veinte años de simulación (E).
6. Calcular los ingresos por venta de energía ($C_{ener,n}$) para cada uno de los veinte años de simulación.
7. Calcular el coste de operación y mantenimiento ($C_{o\&m}$) que será constante en todos los años.
8. Calcular el impuesto sobre la renta (T_n) y añadirlo al flujo de caja a partir del año 11.
9. Calcular el flujo de caja antes de impuestos (C_n) y después de impuestos ($\widetilde{C}_n$) para cada año de simulación.
10. Calcular el VAN y la TIR para la opción estudiada.
11. El proyecto óptimo será aquel cuya inversión ($C_{out,0}$) sea igual al máximo capital disponible por el promotor (MaxCap) y cuya TIR sea máxima y mayor que 12%.

En la Figura 60 se muestra el diagrama de flujo de la secuencia de cálculo. Esta secuencia se repite variando el caudal de equipamiento, con lo cual los resultados evidencian la variación de rentabilidad respecto al tamaño del proyecto.

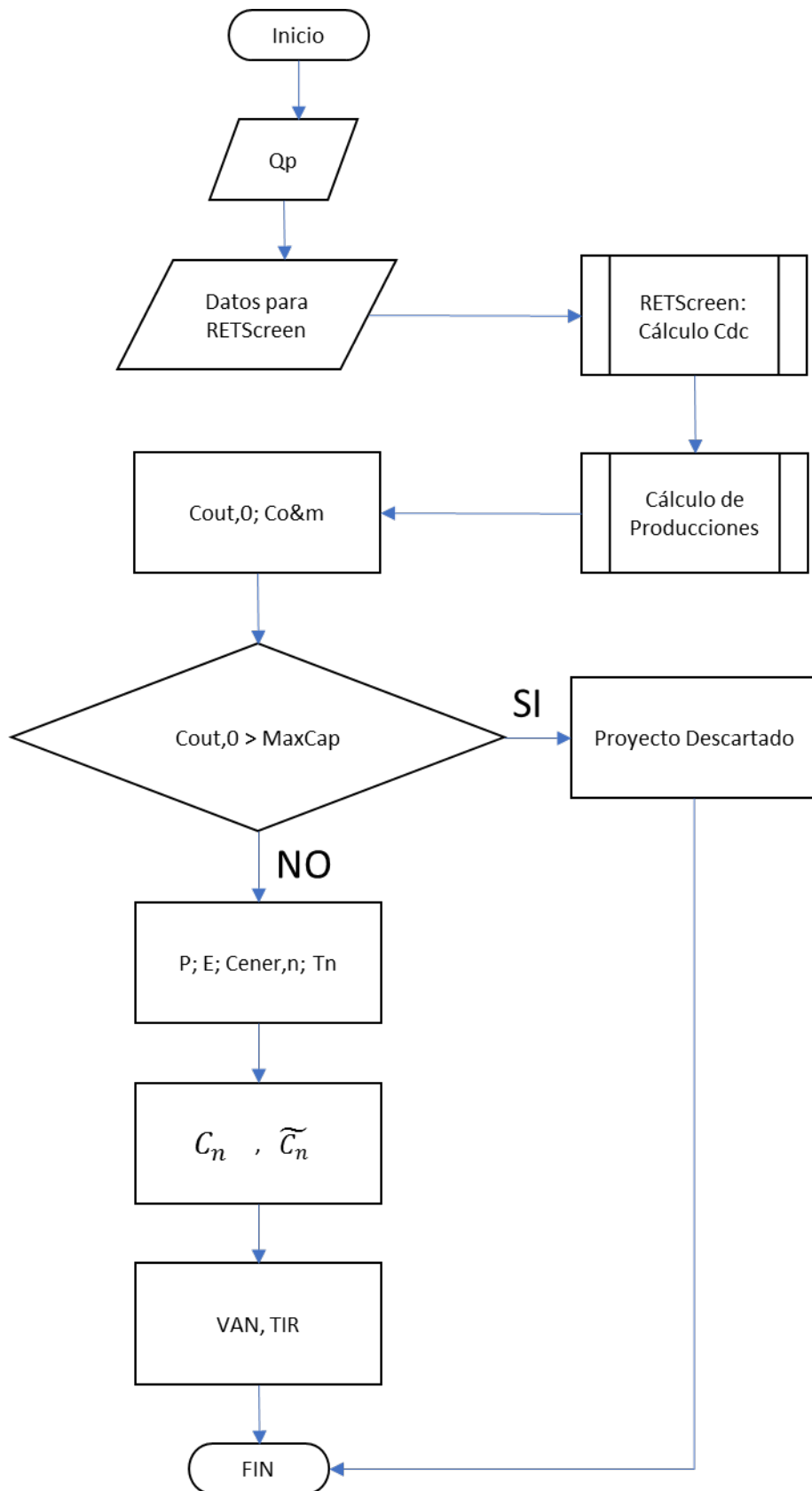


Figura nº 60: Diagrama de flujo cálculos Caso 3. Fuente: Elaboración propia

5.4.8. MODELO CASO 4

5.4.8.1. INGRESOS

Los ingresos del proyecto (Cener) se calculan exclusivamente por venta de energía al precio fijado. Por tanto, para el año n bastará con multiplicar la energía producida (E) por dicho precio.

$$C_{ener,n} = E_n \times PRECIO$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

E_n = Producción energética en el año n (acotada por la demanda en el año n) = DEM_n

DEM_n = Demanda para autoconsumo en el año n

PRECIO = precio de venta de la energía = El mínimo para satisfacer los condicionantes.

Se realizarán iteraciones con diferentes precios de venta de energía, en concreto con 98,34 US\$/MWh (precio Spot promedio anual), 120 US\$/MWh, 150 US\$/MWh, 180 US\$/MWh, 190 US\$/MWh, 210 US\$/MWh, 220 US\$/MWh, 230 US\$/MWh, 250 US\$/MWh, 270 US\$/MWh.

5.4.8.2. DESEMBOLSOS

• INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO

La inversión inicial se compone de lo siguiente:

- Coste directo de construcción (Cdc)
- Costes indirectos (Cind)
- Costes imprevistos (Cimp)
- Gastos financieros (Cfin)
- Intereses durante la construcción (Din0)

El coste directo de construcción es el presupuesto calculado con RETScreen para la opción evaluada. Los costes indirectos incluyen el desarrollo y la ingeniería del proyecto, compra de terrenos, etc. Para el presente estudio y de acuerdo a la experiencia del autor, se fija en un 25% del coste directo de construcción. Los costes imprevistos son sobrecostes que pueden ocurrir debido a situaciones propias del periodo de construcción. Por ejemplo, retrasos en el cronograma por condiciones climatológicas, cambio del sitio de presa, modificación de algunos diseños, fallas geológicas en zonas imprevistas, etc. Para esta partida se ha fijado un valor del 5% del coste directo de construcción. Los gastos financieros son aquellos atribuibles a la constitución del préstamo. Por ejemplo, gastos de notario, comisiones, etc. Se ha fijado en un 1,75% del monto de la deuda senior. Finalmente, de acuerdo a las condiciones del préstamo, aunque existe un periodo de gracia de 2 años antes de empezar a pagar las cuotas del mismo, el promotor está obligado a pagar los intereses generados durante el periodo de construcción, en este caso 2 años. Dichos intereses se contabilizarán como inversión inicial para fines del estudio.

El importe de la deuda senior se calcula con la siguiente expresión:

$$C_{deuda} = C \times f_d$$

Siendo,

f_d = ratio de deuda (la fracción de la inversión que se financia) = 0,20

$$C_{deuda} = 0,20C$$

$$C = C_{dc} + C_{ind} + C_{imp} = (C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc}) = 1,30C_{dc}$$

$$C_{deuda} = 0,20 \times 1,30C_{dc} = 0,26C_{dc}$$

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

A su vez,

$$C_{fin} = g_f \times C_{deuda} = g_f \times f_d \times (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

g_f = porcentaje de gastos financieros = 1,75%

Por tanto,

$$C_{fin} = 0,0175 \times 0,20 \times (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

$$C_{fin} = 0,0035 (C_{dc} + C_{ind} + C_{imp})$$

$$C_{fin} = 0,0035(C_{dc} + 0,25C_{dc} + 0,05C_{dc})$$

$$C_{fin} = 0,00455C_{dc}$$

Siendo,

C_{fin} = Gastos financieros (US\$)

Por otro lado, los intereses durante la construcción se calculan, para cada año, con la siguiente expresión:

$$D_{in,0} = C_{deuda} \times i_d$$

Siendo,

$D_{in,0}$ = intereses del préstamo generados en un año (US\$)

i_d = tasa de interés del préstamo (deuda senior) = 7%

Para los dos años de periodo de gracia:

$$2D_{in,0} = 0,07C_{deuda}$$

$$2D_{in,0} = 2 \times 0,07 \times 0,26C_{dc} = 0,0364C_{dc}$$

Por tanto, la inversión inicial total sería la siguiente:

$$C_{outP,0} = C + C_{fin} + 2D_{in,0}$$

$$C_{outP,0} = 1,30C_{dc} + 0,00455C_{dc} + 0,0364C_{dc}$$

$$C_{outP,0} = 1,34095C_{dc}$$

Donde,

$C_{outP,0}$ = Inversión inicial total del proyecto (US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

- **INVERSIÓN INICIAL (DONACIÓN)**

De la inversión total estimada para el proyecto, se aportará en forma de donación lo siguiente:

- Una fracción del coste directo de construcción
- Una fracción de costes indirectos
- Una fracción de costes imprevistos
- La totalidad de los gastos financieros
- La totalidad de los intereses durante la construcción

Por tanto, la inversión inicial a cuenta del préstamo no reembolsable (donación) sería la siguiente:

$$C_{outI,0} = (1 - f_d)C + C_{fin} + 2D_{in,0}$$

$$C_{outI,0} = (1 - 0,20) \times 1,30C_{dc} + 0,00455C_{dc} + 0,0364C_{dc}$$

$$C_{outI,0} = 1,08095C_{dc}$$

Donde,

$C_{outI,0}$ = Préstamo no reembolsable (donación)(US\$)

C_{dc} = Coste directo de construcción (US\$)

- **PAGOS A DEUDA SENIOR**

Los pagos de deuda representan un flujo regular de gastos por un período determinado de tiempo (conocido como Plazo de Deuda). Los pagos de la deuda (D) se calculan con la siguiente fórmula:

$$D = C_{deuda} \frac{i_d'}{1 - \frac{1}{(1 + i_d')^{N'}}$$

Donde,

C_{deuda} = Importe deuda senior

i_d' = tasa de interés efectiva del periodo de pago.

N' = plazo de deuda en número de periodos de pago.

El pago de la deuda se realiza con amortización constante, es decir, es el mismo pago durante todo el plazo de la deuda, variando la proporción de pagos a capital y a intereses.

En este Caso, el periodo de pago es trimestral, por tanto, los valores de la tasa de interés efectiva y plazo de la deuda son los siguientes:

$$i_d' = \frac{i_d}{N} = \frac{i_d}{4} = \frac{7\%}{4} = 1,75\%$$

N' = número de trimestres en el plazo de la deuda = 10 años x (4 trimestres/año) = 40

$$D = C_{deuda} \frac{1,75\%}{1 - \frac{1}{(1 + 1,75\%)^{40}}} = 0,034972 C_{deuda} = 0,009093 C_{dc}$$

A su vez los pagos de deuda están compuestos en el pago de capital ($D_{p,n}$) y el pago de intereses ($D_{i,n}$):

$$D = D_{p,n} + D_{i,n}$$

Ambos varían de año a año y se calculan de acuerdo a las condiciones del préstamo. El saldo del préstamo (S_n) al final de cada trimestre se calcula como:

$$\begin{aligned} S_0 &= C_{deuda} \\ S_1 &= S_0 - D \\ S_2 &= S_1 - D \\ S_n &= S_{n-1} - D \end{aligned}$$

Por tanto,

$$D_{i,n} = (S_{n-1}) \times i_d'$$

$$D_{p,n} = D - D_{i,n}$$

Los pagos a deuda se incluyen en el flujo de caja del proyecto. Dado que el modelo es anual, los pagos a deuda se suman y se incluyen como D^A

- **OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

El coste anual que supone la operación y el mantenimiento de la central, se define como el 2% de la inversión inicial (ver apartado 3.3.5.3).

$$C_{O\&M} = 0,02C_{outP,0}$$

Donde,

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

$C_{outP,0}$ = Inversión inicial total del proyecto (US\$)

- **IMPUESTOS**

Se ha considerado el impuesto más relevante para la modelización, que es el Impuesto sobre la Renta. En Guatemala, a fecha de redacción de este estudio, este impuesto se grava con un 7% de los ingresos brutos por venta de energía. No obstante, de acuerdo a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, las centrales hidroeléctricas están exentas de dicho impuesto durante los primeros 10 años de operación³⁹.

$$T_n = tC_{ener,n}$$

Donde,

T_n = Impuestos a pagar en el año n

t = tasa de impuesto considerada (7%)

$C_{ener,n}$ = ingresos anuales por venta de energía en el año n

5.4.8.3. CAPEX (Capital Expenditures)

El CAPEX se calcula a partir de los valores necesarios para reponer la central y así que la misma prolongue su vida útil. Debido a su carácter eminentemente social, en estas centrales aisladas suele considerarse este valor de reposición, para asegurar que la tarifa finalmente calculada sea capaz de dar continuidad a la producción de energía, más allá del periodo de análisis.

El cálculo se realiza a partir del importe necesario para reponer la central y su vida útil. Así, a las obras civiles se les asigna una vida útil de 50 años, mientras que al equipo electromecánico una vida útil de 20 años.

$$CX_{civil} = \frac{C_{dc}^{civil}}{50}; CX_{elec} = \frac{C_{dc}^{elec}}{20}$$

$$CX_n = CX_{civil} + CX_{elec}$$

Donde,

CX_{civil} = Importe anual destinado para reposición de obras civiles (US\$)

C_{dc}^{civil} = Coste de construcción de la obra civil (US\$)

³⁹ Decreto número 52-2003. Artículo 5.

CX_{elec} = Importe anual destinado para reposición de equipo electromecánico (US\$)

C_{dc}^{elec} = Coste inicial de equipo electromecánico (US\$)

CX_n = Importe anual total destinado para reposición del proyecto (US\$). Será constante en todos los años.

5.4.8.4. EBITDA

A este valor también se le conoce como beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones o EBITDA por sus siglas en inglés (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization*) y se calcula para cada año (n) de la siguiente manera:

$$EBITDA_n = C_{ener,n} - C_{O\&M}$$

Donde,

$C_{ener,n}$ = ingresos por venta de energía en el año n (US\$)

$C_{O\&M}$ = Coste anual por operación y mantenimiento (US\$)

5.4.8.5. FLUJO DE CAJA ANTES DE IMPUESTOS

➤ FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

$$C_{nP} = C_{ener,n} - C_{O\&M} - D^A$$

En todos los años se deberá cumplir que:

$$C_{nP} > CX_n$$

5.4.8.6. FLUJO DE CAJA DESPUÉS DE IMPUESTOS

Se calcula de la siguiente forma:

Entre el año 1 y 10:

$$\widetilde{C}_{nI} = C_{nP}$$

A partir del año 11:

$$\widetilde{C}_{nI} = C_{nP} - T_n$$

Donde,

$\widetilde{C}_{nP}$ = flujo de caja del proyecto después de impuestos (US\$)

C_{nP} = flujo de caja del proyecto antes de impuestos para el año n (US\$) (sin asistencia financiera)

T_n = Impuestos a pagar en el año n

5.4.8.7. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FLUJO DE CAJA

La representación esquemática del flujo de caja del proyecto del Caso 4 se presenta en la Figura 61.

□

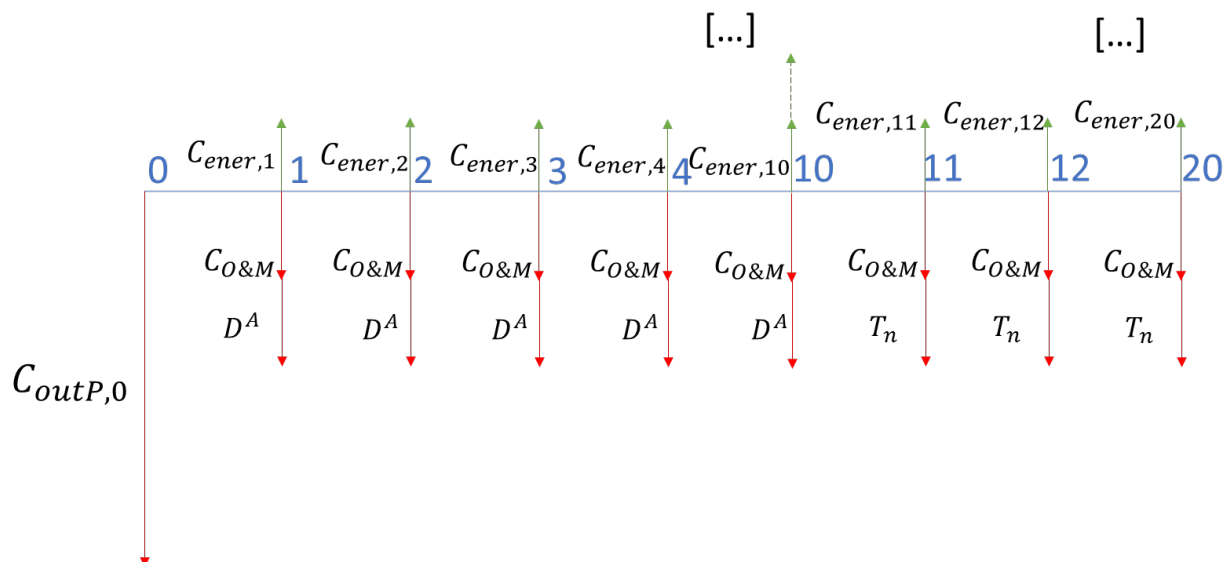


Figura nº 61: Representación esquemática del flujo de caja de proyecto para el Caso 4

5.4.8.8. SECUENCIA DE CÁLCULO

Para obtener los índices de rentabilidad Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), de un tamaño de proyecto determinado se realiza la siguiente secuencia de cálculo.

1. Seleccionar un caudal de equipamiento (Q_p).
2. Ingresar los demás datos del esquema (salto bruto, longitud de tubería, etc.) necesarios para el cálculo del coste directo de construcción (C_{dc}) mediante RETScreen. Obtener mediante RETScreen el componente de obras civiles (C_{dc}^{civil}) y de equipos electromecánicos (C_{dc}^{elec}).
3. Calcular el importe de la inversión (C)
4. Calcular la proporción de la inversión que se financiará (C_{deuda})
5. Calcular los gastos financieros (C_{fin})
6. Calcular los intereses para el periodo de gracia ($2D_{in,0}$)
7. Calcular la inversión inicial total del proyecto ($C_{outP,0}$)
8. Calcular la inversión inicial a cuenta de la donación. ($C_{outI,0}$)
9. Calcular los pagos de la deuda senior (D).
10. Calcular el CAPEX (CX_n)
11. Calcular la demanda para cada año de la simulación (DEM_n)
12. Calcular la potencia nominal de la planta (P). Esta deberá ser mayor que la potencia estimada para el año 20. De no cumplirse esta condición, el proyecto se descarta.
13. Calcular la producción para cada uno de los veinte años de simulación (E). Ésta deberá ser en promedio mayor que el 95% de DEM_n en todos los años, de lo contrario el proyecto se descarta.
14. Seleccionar un precio de venta de energía para la simulación (PRECIO).

15. Calcular los ingresos por venta de energía ($C_{ener,n}$) para cada uno de los veinte años de simulación.
16. Calcular el coste de operación y mantenimiento ($Co\&m$) que será constante en todos los años.
17. Calcular EBITDA para cada uno de los 20 años.
18. Calcular el DSCR para cada año del plazo de la deuda senior. Determinar para cada año si este DSCR cumple el mínimo.
19. En caso que el DSCR no cumpla, el proyecto se descarta.
20. Calcular el impuesto sobre la renta (T_n) y añadirlo al flujo de caja a partir del año 11.
21. Calcular el flujo de caja del proyecto antes de impuestos (C_{nP}) y después de impuestos ($\widetilde{C}_{nP}$).
22. Verificar que $\widetilde{C}_{nP} > CX_n$ en todos los años de la simulación. En caso de incumplir un año el proyecto se descarta.
23. Calcular el VAN y la TIR para la opción estudiada, tanto para el flujo de caja del proyecto, como para el flujo de caja del promotor.
24. El proyecto óptimo será el que tenga una TIR de 12%, que corresponde a un VAN=0.
25. En caso de no encontrarse ningún proyecto que cumpla los condicionantes del Caso, deberá aumentarse progresivamente el precio de venta de la energía, y recalcular todo hasta encontrar el proyecto óptimo.

En la Figura 62 se muestra el diagrama de flujo de la secuencia de cálculo. Esta secuencia se repite variando el caudal de equipamiento, con lo cual los resultados evidencian la variación de rentabilidad respecto al tamaño del proyecto.

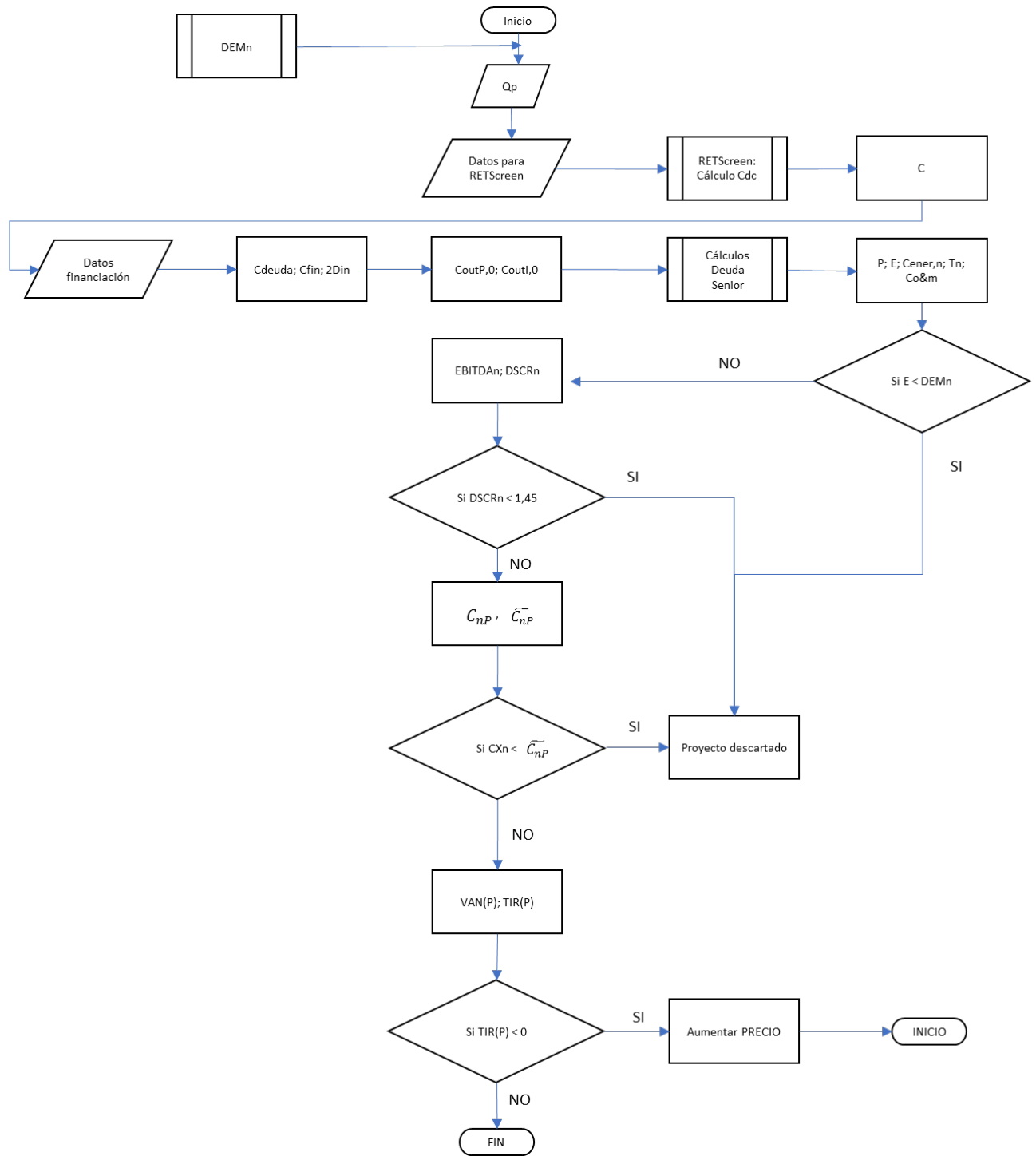


Figura nº 62: Diagrama de flujo cálculos Caso 4. Fuente: Elaboración propia

5.5. DESARROLLO DE LOS CASOS EN UN PROYECTO MODELO

Para calcular los proyectos óptimos para cada Caso expuesto, se utilizará información de un proyecto identificado por el autor⁴⁰, ubicado en el río Pasabien, subcuenca del río Motagua en el noreste de Guatemala (“Proyecto Modelo”).

5.5.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El esquema proyectado consiste en una obra de toma ubicada sobre el río Pasabien. Desde aquí se conduce el agua derivada mediante una tubería forzada hasta la Sala de Máquinas por medio de una tubería de GRP (*Glass-fiber Reinforced Plastic*) que siempre trabajará en carga. En la Sala de Máquinas se turbinará el agua total derivada por medio de dos turbinas Pelton de eje horizontal. El esquema es fluyente por lo que no se considera ninguna regulación del caudal de aporte. El salto bruto es de 300 m.

La obra de captación definida del proyecto está constituida por un azud de planta recta, construido de hormigón en masa y dispuesto perpendicularmente a la dirección de la corriente de agua. La longitud del azud es de 25 m. El material de la cimentación se proyecta en roca bajo el lecho del río.

Junto al azud se encuentra la obra de toma que da paso al desarenador. Esta estructura sirve para decantar las partículas sólidas que entren al sistema y evitar que las mismas lleguen hasta la turbina.

A continuación del desarenador se inicia el trazado de una única tubería forzada. Esta tubería se proyecta en GRP, y tiene una longitud real de 2.641 m hasta la sala de máquinas. Para el dimensionamiento de la tubería, se han fijado como pérdidas máximas, un 7% del salto bruto.

En el edificio de la central se instalarán dos turbinas gemelas que, considerando el salto bruto y el rango de caudales aprovechables, se proyectan de tipo Pelton.

La central verterá su producción al SNI (Sistema Nacional Interconectado) mediante una línea eléctrica 16,1 km de longitud, y de 69 kV de tensión, que discurrirá sobre un terreno montañoso hasta la subestación de interconexión.

Los accesos de la central se desarrollan sobre terrenos escarpados, y suman un total de 3,1 km. Dichos accesos estarán operativos tanto en la etapa de construcción como en la de operación. Se estima que los préstamos (material de canteras) se encuentran a una distancia inferior de 1 km.

En la Tabla 26 se resume las principales características del proyecto modelo.

⁴⁰ Debido a que este proyecto está actualmente en desarrollo, y considerando acuerdos de confidencialidad firmados por el autor de la tesis con el promotor del mismo, no se pueden dar detalles específicos de ubicación de las estructuras.

Tabla nº 26: Características del Proyecto Modelo

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR
Salto bruto	m	300
Número de turbinas		2
Tipo		Pelton
Longitud de coronación de nueva presa	m	25
Roca en el sitio de la presa	si/no	Sí
Caminos-accesos		
Longitud	km	3,1
Camino solo para construcción	si/no	No
Tubería de presión		
Longitud	m	2.641,0
Número		1
Factor de pérdida de carga admisible en la tubería de presión	%	7%
Línea de transmisión		
Longitud	km	16,1
Tensión	kV	69,0

Fuente: Elaboración propia

En el Caso 4, considerando que es un proyecto de generación distribuida (aislado del SNI), se considera que el proyecto está más cerca de la población a servir, por lo que la línea de transmisión tiene una longitud de 5 km y una tensión de 34,5 kV.

5.5.2. ESTUDIO HIDROLÓGICO

Para el cálculo de los caudales se cuenta con datos diarios de la estación de aforos Pasabien ubicada aguas abajo del sitio de captación del Proyecto. Ambas cuencas son afluentes del río Motagua en el oriente de Guatemala. Para el presente estudio se ha decidido realizar un traslado de los caudales observados mediante una relación de precipitación y área entre la cuenca de referencia (estación de aforos) y la cuenca de estudio (Proyecto) debido a lo siguiente:

- La precipitación promedio anual y su distribución a lo largo del año son similares en ambas cuencas, con una diferencia de apenas un 10%. Lo mismo sucede con la temperatura, siendo la temperatura media anual en ambos casos cercana a 26°C.
- Ambas cuencas son afluentes del río Motagua, teniendo una orientación Norte-Sur, con los que en la época de lluvias los frentes más importantes (Mar Caribe) impactan de manera similar en ambas cuencas.
- El tamaño es prácticamente el mismo con una diferencia de un 5%.
- De acuerdo al Atlas Hidrológico de Guatemala (INSIVUMEH) ambas cuencas tienen un caudal específico similar, cercano a 30 l/s/km².

5.5.2.1. DATOS DISPONIBLES.

- Datos de la Estación de Aforos Pasabien

La estación de aforos Pasabien es propiedad del Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología Meteorología e Hidrología (INSIVUMEH). Dicha estación, cuenta con registros de caudales diarios intermitentes desde el año hidrológico⁴¹ 1966/67 hasta 1985/86. Los principales datos de la misma se muestran en la Tabla 27.

⁴¹ El año hidrológico en Guatemala se extiende de mayo a abril.

Tabla n° 27: Datos de la estación de aforos Pasabien

Estación	Pasabien	
Coordenadas	15°02'36"	89°41'08"
Inicio	01/05/1966	
Fin	30/04/1986	
%Lagunas	7.186	

Fuente: Elaboración propia, datos de INSIVUMEH

- Datos de la Estación de Aforos El Tule**

La estación de aforos El Tule se ubica en el río Colorado, al este de la estación Pasabien, compartiendo parteaguas con la cuenca de ésta. Dicha estación, tiene pocos registros y se ha utilizado únicamente para hacer una comprobación de los datos de la estación Pasabien en el período común de funcionamiento. Cuenta con registros de caudales diarios intermitentes desde el año hidrológico 1966/67 hasta 1975/76. Los principales datos de la misma se muestran en la Tabla 28.

Tabla n° 28: Datos de la estación de aforos El Tule

Estación	El Tule	
Coordenadas	15°04'27"	89°37'04"
Inicio	01/05/1966	
Fin	30/04/1976	
%Lagunas	15.193	

Fuente: Elaboración propia, datos de INSIVUMEH

- Datos de precipitación.**

La precipitación media anual se obtuvo gráficamente a partir de los Mapas de Precipitación Media Mensual de la República de Guatemala, publicado por el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Alimentación (MAGA, 2001). Los Mapas han sido generados con información de precipitación del periodo 1961-1997, y las precipitaciones se representan por isoyetas.

- Superficie de las cuencas.**

A partir de los datos extraídos de las hojas cartográficas a escala 1:50,000 publicadas por el Instituto Geográfico Nacional de Guatemala, se han obtenido las superficies de la cuenca del proyecto y de las cuencas de comparación o referencia.

Dichos datos son:

- Cuenca estación de aforos Pasabien (cuenca de referencia)
Área de la cuenca: $A = 77,09 \text{ km}^2$.
- Cuenca del Proyecto (sitio de toma)
Área de la cuenca: $A = 73,95 \text{ km}^2$

5.5.2.2. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

- **Precipitación**

Para la estimación de la precipitación media anual primero se obtuvieron las precipitaciones medias mensuales a través de los mapas del MAGA. Para ello se superpuso la cuenca del aprovechamiento sobre el mapa correspondiente. A partir de aquí se obtuvieron las áreas entre isolíneas y se ponderó la lluvia de acuerdo a dicha área. Sumando las precipitaciones mensuales se obtuvo la precipitación media anual de la cuenca. La razón de hacerlo mes a mes, es observar si la distribución la precipitación es similar tanto en la cuenca de referencia como en la del Proyecto. Como se observa en la Tabla 29 (y Figura 63), la distribución es similar en ambos casos.

Tabla nº 29: *Precipitación media mensual y anual en las cuencas del estudio*

MES	PASABIEN	PROYECTO
MAYO	119,10	143,25
JUNIO	226,71	188,14
JULIO	276,03	218,27
AGOSTO	242,24	237,88
SEPTIEMBRE	218,25	141,06
OCTUBRE	64,40	64,30
NOVIEMBRE	53,24	31,59
DICIEMBRE	16,96	29,94
ENERO	8,88	24,31
FEBRERO	11,13	11,03
MARZO	10,24	17,92
ABRIL	74,00	78,61
AÑO	1.321,18	1.186,30

Fuente: Elaboración propia, datos de MAGA (2001)

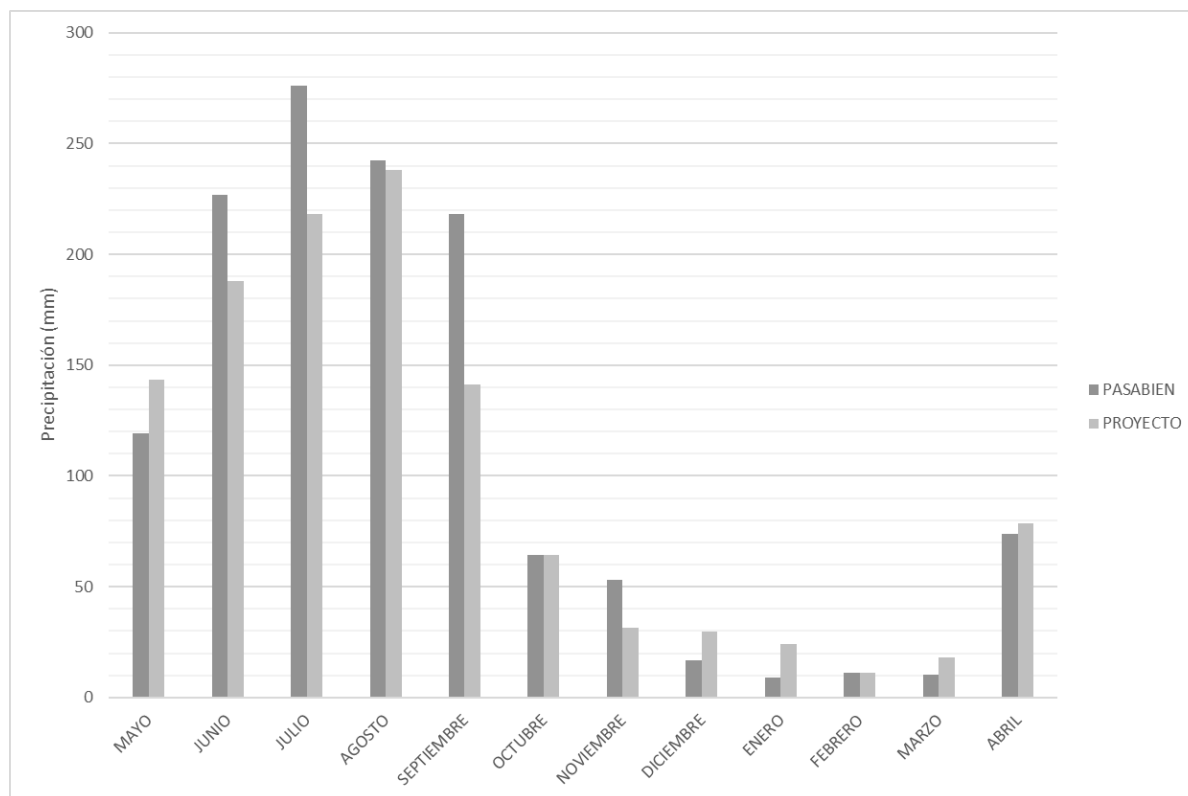


Figura nº 63: Distribución de la precipitación mensual en las cuencas del estudio. Fuente: Elaboración propia.

- **Caudales**

La Tabla 30 resume el inventario de los datos de caudales diarios disponibles.

Tabla nº 30: Resumen inventario de datos

Estación	Pasabien	El Tule
Años completos	4	5
Inicio	01/05/1966	01/05/1966
Fin	30/04/1986	30/04/1976

- **Análisis de Consistencia**

Considerando que los datos de años completos en ambas estaciones de aforo no son consecutivos, el análisis de consistencia se ha realizado haciendo una evaluación gráfica de los datos, procurando descartar aquellos valores sensiblemente alejados de la media y que podrían introducir errores al alza o a la baja en el cálculo de la curva de caudales clasificados.

La Figura 64 ilustra los caudales medios diarios de la estación Pasabien. Se observa claramente cómo existen caudales que distorsionan las mediciones reales realizadas en la estación, llegando incluso a producirse caudales arriba de 1,200 m³/s, lo que es evidentemente un error aleatorio, ya sea por transcripción o por el funcionamiento de los equipos.

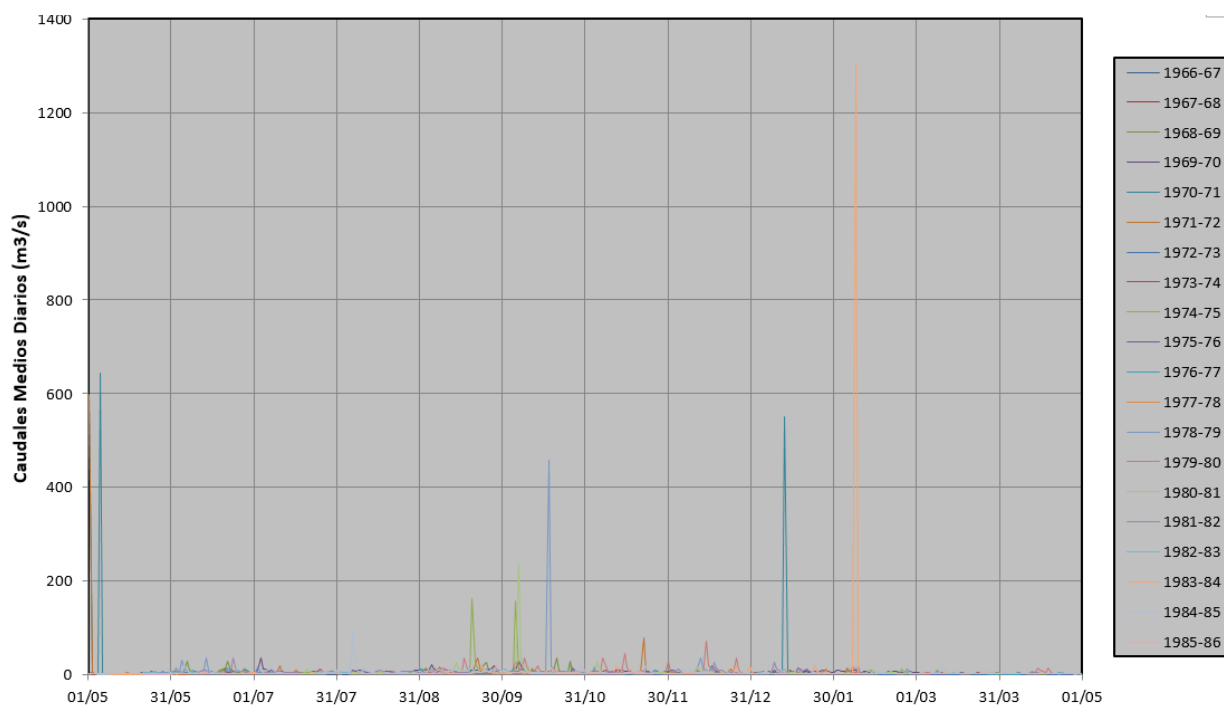


Figura nº 64: Caudales medios diarios. Estación Pasabien. Fuente: Elaboración propia

Analizando el caudal medio anual, la Figura 65 muestra la evolución del mismo en los años con registro. Se observa como los años con mayor número de registros presentan variaciones moderadas y sin saltos importantes. En cuanto a los datos faltantes, la mayor parte de los años presentan lagunas de entre 1 y 5 días sin datos, lo que hace factible el rellenado de los mismos sin alterar las propiedades estadísticas de la serie.

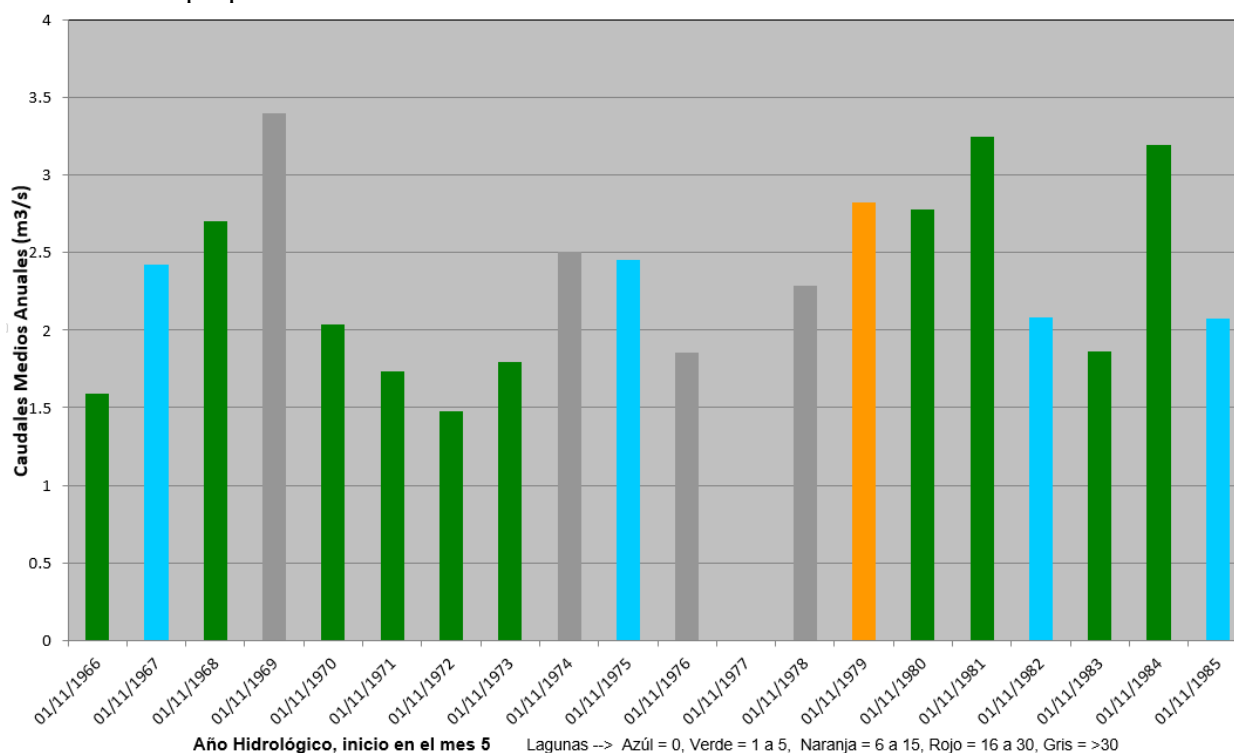


Figura nº 65: Caudal medio anual. Estación Pasabien. Fuente: Elaboración propia.

Los gráficos para la estación El Tule se muestran en las Figuras 66 y 67.

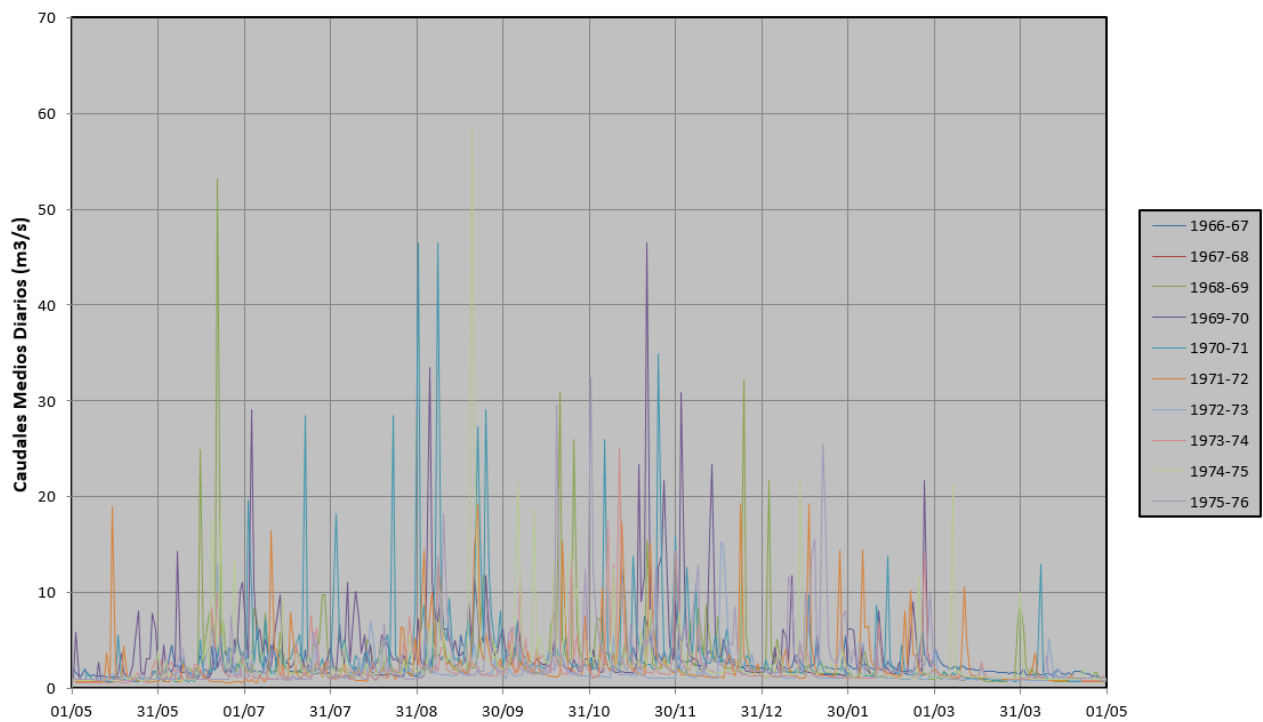


Figura nº 66: Caudal medio diario. Estación El Tule. Fuente: Elaboración propia.

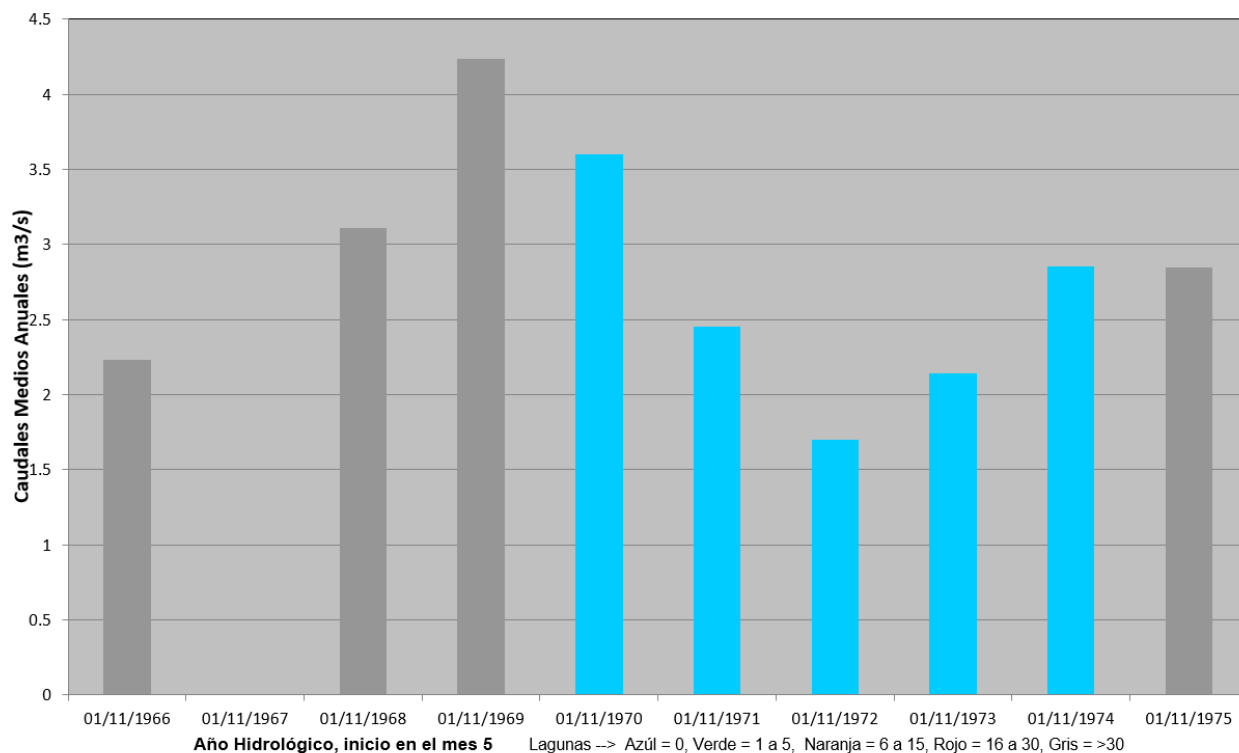


Figura nº 67: Caudal medio anual. Estación El Tule. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 66, se observa como existe regularidad en los datos registrados, no encontrándose anomalías evidentes en la serie de caudales diarios El Tule. En cuanto a los valores medios

anuales (Figura 67), se observa que los años completos de la estación El Tule (1970/71-1974/75) tienen el mismo comportamiento en la serie de la estación Pasabien (Figura 65), a pesar de que estos últimos tienen lagunas de entre 1 y 5 días.

Se procedió a depurar los datos de la estación Pasabien mediante la eliminación de los datos extremos y el rellenado de los datos faltantes en los años con lagunas de menos de 6 datos. Para el rellenado se observó que las lagunas consistían en días puntuales sin datos, pero con información el día antes y después de la laguna, por lo que el valor faltante se obtuvo promediando estos valores anterior y posterior. Finalmente, la serie de la estación Pasabien completada (Pasabien COM) presenta 15 años completos de caudales diarios.

○ **Análisis de Doble Masa**

El análisis de doble masa es un análisis visual de dos series de datos que deben presentar una correlación lineal, que se realiza mediante la observación de la representación gráfica de ambas series de datos en una única gráfica, comprobando si la unión de los puntos de las series forma una línea sensiblemente recta. Si la línea representada es sensiblemente recta, se da por superado en análisis de doble masa; por el contrario, si la línea presenta vértices, se considera que no se ha superado el análisis, quedando en ocasiones claramente identificados los valores atípicos. Es una técnica ampliamente utilizada para buscar valores atípicos en series largas de datos hidrológicos.

El método de doble masa considera que, en una zona meteorológica homogénea, los valores de una variable, por ejemplo, el caudal, que ocurre en diferentes puntos de esa zona en períodos determinados, guardan una relación de proporcionalidad que puede representarse gráficamente.

Se realizó un análisis de doble masa de caudales medios mensuales entre los datos de la estación El Tule (estación base) y los datos de la estación Pasabien COM, para un período común de registro (may/70-ago/74). Si bien es un período muy corto de análisis, es un punto de partida para establecer si existe evidencia de que los datos están relacionados y tienen cierta correlación meteorológica.

El gráfico resultante del análisis de Doble Masa se muestra en la Figura 68, observándose una aceptable correlación entre estaciones, con lo cual existe una alta probabilidad de que los datos registrados en Pasabien COM tengan una fiabilidad semejante a la de El Tule, al menos en el período analizado.

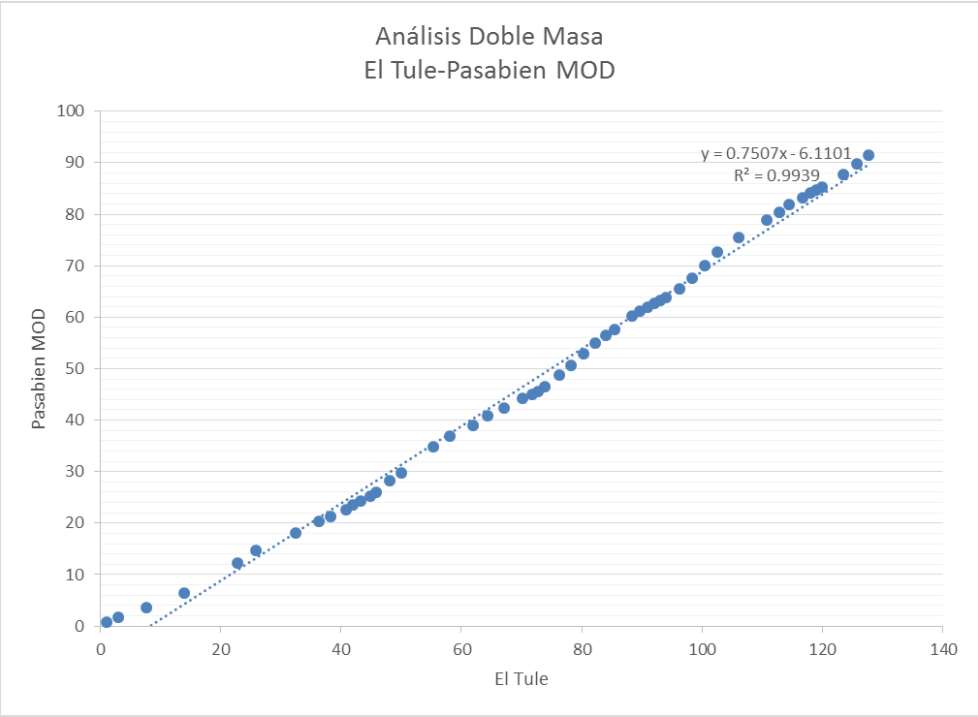


Figura nº 68: Análisis de Doble Masa El Tule-Pasabien MOD. Fuente: Elaboración propia

○ Estadística descriptiva series finales (estaciones de referencia)

Por tanto, la serie de referencia será Pasabien COM, es decir, los datos de la estación hidrométrica Pasabien habiéndose realizado una depuración de la información. Los años hidrológicos que componen la serie se muestran en la Tabla 31.

Tabla nº 31: Pasabien COM. Años hidrológicos utilizados en el estudio

Estación	Pasabien COM
Años completos	15
Años hidrológicos	1966/67-1968/69
	1970/71-0973/74
	1975/76
	1979/80-1985/86

Fuente: Elaboración propia

La estadística descriptiva de la serie finalmente utilizada para el cálculo se muestra en la Tabla 32. En la Figura 69 se observa el aspecto de la serie diaria finalmente utilizada.

Tabla nº 32: Estadística descriptiva. Serie final estación Pasabien MOD (15 años)

Estadística Descriptiva	
Media	2,296
Error típico	0,032
Mediana	1,554
Moda	1,000
Desviación estándar	2,439
Varianza de la muestra	5,951
Curtosis	27,424
Coefficiente de asimetría	4,165
Rango	28,344
Mínimo	0,256
Máximo	28,600
Suma	12.582,229
Cuenta	5.480

Fuente: Elaboración propia

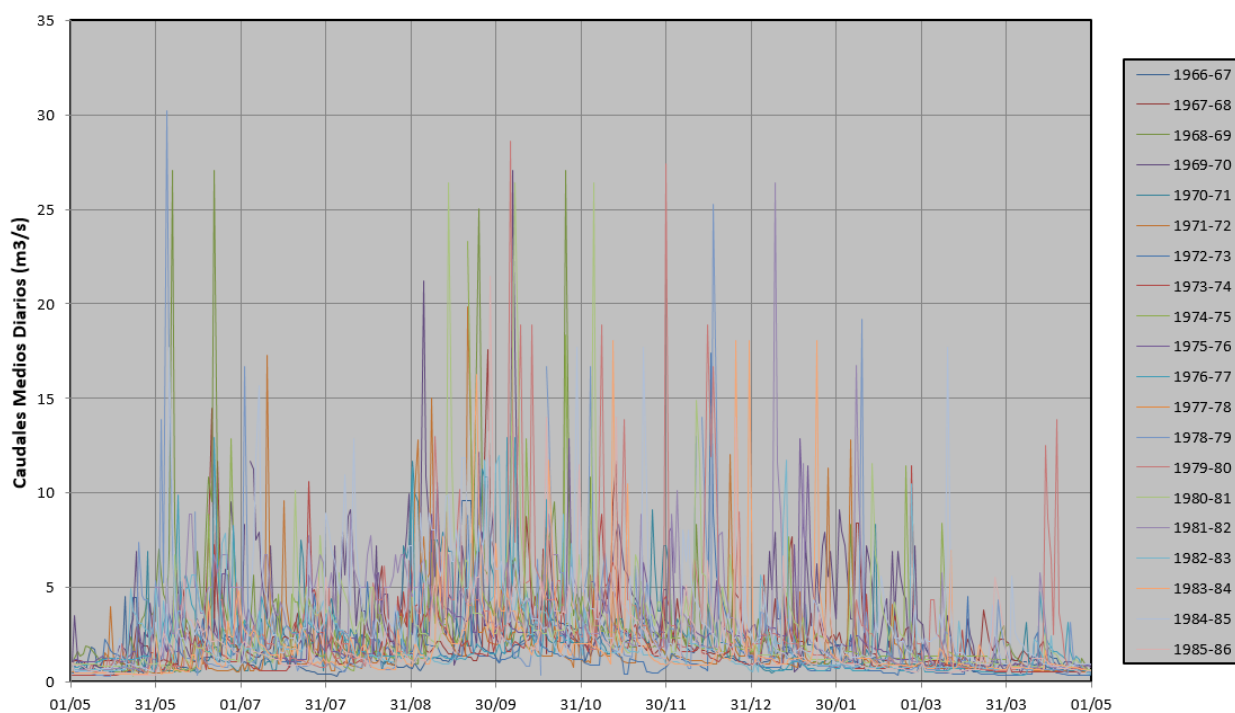


Figura nº 69: Caudales diarios estación Pasabien MOD. Fuente: Elaboración propia.

5.5.2.3. CÁLCULO DE CAUDALES EN SITIO DE TOMA

El cálculo de los caudales se ha realizado trasladando los valores de la estación de aforos Pasabien COM al punto de estudio, utilizando una proporción directa de áreas de cuenca y precipitación media anual.

$$Qa_i = Qb_i \times \frac{Aa}{Ab} \times \frac{Pa}{Pb}$$

Donde,

Qa_i = Caudal de la cuenca “a” en el día i (caudal calculado)

Qb_i = Caudal de la cuenca “b” en el día i (dato cuenca de referencia)

Aa = Área de la cuenca “a” en km² (cuenca de estudio)

Ab = Área de la cuenca “b” en km² (cuenca de referencia)

Pa = Precipitación media anual de la cuenca “a” (mm)

Pb = Precipitación media anual de la cuenca “b” (mm)

Utilizando ésta mecánica se obtuvieron los caudales diarios que llegan al sitio de toma. Las magnitudes para realizar el cálculo se muestran en la Tabla 33.

Tabla nº 33: Datos para el cálculo de caudales en sitio de toma.

Aa (km ²)	73,951
Ab (km ²)	77,086
Pa (mm)	1.186,3
Pb (mm)	1.321,2

Fuente: Elaboración propia

Debido a que la serie final de datos presenta una extensión de 15 años de caudales diarios, se decidió extender hasta 20 años para obtener producciones distintas en todos los años de simulación.

Se definen como años secos todos aquellos cuya aportación media (m³) tiene una probabilidad superior al 75% de superarse. Por el contrario, los años húmedos son aquellos cuyas aportaciones tienen una probabilidad inferior al 25% de superarse. Para determinar qué años son representativos de las respectivas fronteras, se han calculado las aportaciones de todos los años de la serie de la estación Pasabien COM en base a los caudales medios diarios. Los resultados se muestran en la Tabla 35.

Los cinco años adicionales para completar la serie, fueron años obtenidos de la serie Pasabien COM, y que representen probabilidades características determinadas. En concreto, las series obtenidas se corresponden con las siguientes probabilidades de excedencia (Tabla 34).

Tabla n° 34: Probabilidades de excedencia de series diarias adicionales

Año	Probabilidad de Excedencia
A1	50%
A2	25%
A3	50%
A4	75%
A5	94%

Fuente: Elaboración propia

Tabla n° 35: Aportaciones anuales estación Pasabien COM.

Año	Volumen (m3)
01/11/1966	49953,024
01/11/1967	76526,208
01/11/1968	85620,240
01/11/1970	63955,008
01/11/1971	55813,536
01/11/1972	46452,528
01/11/1973	56417,904
01/11/1975	77538,125
01/11/1979	92558,765
01/11/1980	88868,448
01/11/1981	102618,144
01/11/1982	65657,952
01/11/1983	58754,419
01/11/1984	101009,808
01/11/1985	65405,664

Fuente: Elaboración propia.

Las series de caudales diarios del Proyecto (20 años), se adjuntan en el Anexo 1.

Los caudales medios anuales del Proyecto se muestran en la Tabla 36.

Tabla nº 36: *Caudales medios anuales de Proyecto.*

Año	Caudal (m³/s)
1	1,364
2	2,084
3	2,339
4	1,747
5	1,520
6	1,269
7	1,541
8	2,112
9	2,521
10	2,427
11	2,803
12	1,793
13	1,601
14	2,759
15	1,787
16	1,805
17	2,543
18	1,805
19	1,494
20	1,158
Media:	1,924

Fuente: Elaboración propia

6. RESULTADOS

6. RESULTADOS

6.1. INTRODUCCIÓN

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el caso proyecto modelo en los siete Casos planteados. En total, se han analizado un rango de caudales de equipamiento que oscila entre 0,50 m³/s y 5,00 m³/s (que equivalente a potencias nominales de 1.176 kW – 11.801 kW), el cual ha sido suficiente para determinar los tamaños óptimos en base a los condicionantes establecidos en cada Caso.

6.2. CASO 1

Los resultados de la simulación para el CASO 1: ENTIDAD ESTATAL QUE EJECUTA CON FONDOS PROPIOS. CENTRAL CONECTADA A RED se muestran en la Tabla 37 y en la Figura 70.

Tabla nº 37: Resultados de la simulación para el Caso 1

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta.	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	TIR	VAN (US\$)
0,50	1176	9621	93,39%	3.801.440	4.941.872	15,72%	1.116.667
1,00	2355	16531	80,15%	5.302.480	6.893.224	20,81%	3.830.513
1,50	3534	21395	69,11%	6.624.840	8.612.292	21,64%	5.303.532
2,00	4714	24843	60,16%	7.871.690	10.233.197	20,80%	5.805.666
2,50	5895	27294	52,86%	9.064.760	11.784.188	19,42%	5.645.682
3,00	7075	29072	46,91%	10.219.080	13.284.804	17,93%	5.071.463
3,50	8257	30430	42,07%	11.340.670	14.742.871	16,52%	4.259.719
4,00	9438	31425	38,01%	12.438.210	16.169.673	15,16%	3.237.931
4,50	10619	32193	34,61%	14.437.040	18.768.152	12,59%	676.160
5,00	11801	32785	31,71%	15.584.170	20.259.421	11,43%	-698.109

Fuente: Elaboración propia

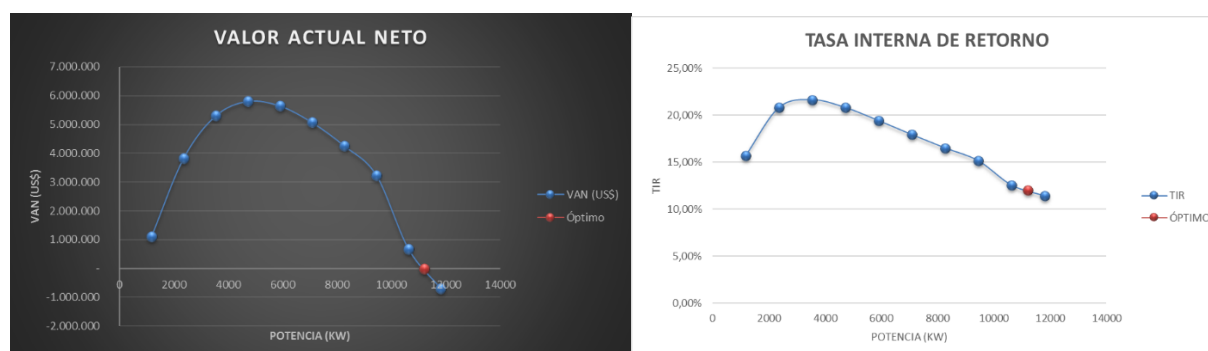


Figura nº 70: Resultados de la simulación Caso 1. Fuente: Elaboración propia

Se han modelizado caudales de equipamiento de entre 0,50 y 5,00 m³/s, que corresponden a potencias nominales desde 1.176 kW a 11.801 kW. Se observa que tanto la TIR como el VAN presentan una evolución creciente con cada incremento de potencias hasta alcanzar un máximo. Posteriormente, los retornos obtenidos no compensan las potencias cada vez mayores, por lo que ambas curvas pasan a una tendencia decreciente. El tamaño óptimo para este Caso, aquel cuyo TIR es 12% (y VAN=0), es el que se muestra en la Tabla 38.

Tabla nº 38: Tamaño óptimo de proyecto Caso 1

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	TIR	VAN (US\$)
4,75	11.201	32484	33,18%	15.001.444	19.501.877	12,02%	0,00

Fuente: Elaboración propia

Se observa que teóricamente, existen dos puntos en los que el VAN es nulo. El primero se presenta en la parte ascendente de la curva, con una potencia de alrededor de 1.000 kW. No obstante, dado que uno de los objetivos de este Caso es maximizar los recursos, el proyecto óptimo es aquel en el que la curva del VAN vuelve a hacerse nula (11.201 kW), en la producción es máxima y no se obtiene rentabilidad en la inversión, pero tampoco pérdidas.

6.3. CASO 2.1

Los resultados de la simulación para el CASO 2.1: EMPRESA DE GRAN TAMAÑO QUE EJECUTA CON FONDOS PROPIOS se muestran en la Tabla 39 y en la Figura 71.

Tabla n° 39: Resultados de la simulación para el Caso 2.1

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta.	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	TIR	VAN (US\$)
0,50	1176	9621	93,39%	3.801.440	4.941.872	15,72%	1.116.667
1,00	2355	16531	80,15%	5.302.480	6.893.224	20,81%	3.830.513
1,50	3534	21395	69,11%	6.624.840	8.612.292	21,64%	5.303.532
2,00	4714	24843	60,16%	7.871.690	10.233.197	20,80%	5.805.666
2,50	5895	27294	52,86%	9.064.760	11.784.188	19,42%	5.645.682
3,00	7075	29072	46,91%	10.219.080	13.284.804	17,93%	5.071.463
3,50	8257	30430	42,07%	11.340.670	14.742.871	16,52%	4.259.719
4,00	9438	31425	38,01%	12.438.210	16.169.673	15,16%	3.237.931
4,50	10619	32193	34,61%	14.437.040	18.768.152	12,59%	676.160
5,00	11801	32785	31,71%	15.584.170	20.259.421	11,43%	-698.109

Fuente: Elaboración propia

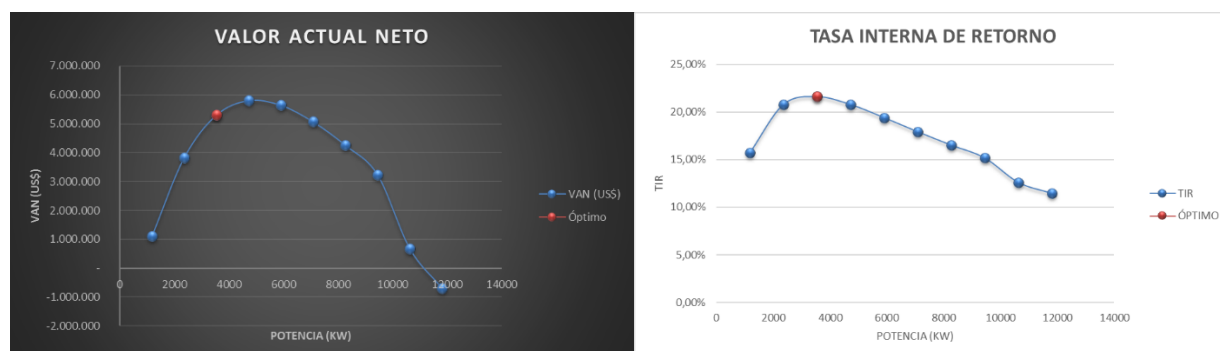


Figura n° 71: Resultados de la simulación Caso 2.1. Fuente: Elaboración propia

Se han analizado un rango de caudales idéntico a los utilizados en el Caso 1, obteniéndose curvas de VAN y TIR similares a dicho Caso. Esto se debe a que en ambos casos se han acometido las inversiones con fondos propios. La diferencia radica en la selección del tamaño óptimo, dado que en este caso se busca maximizar la rentabilidad. El tamaño óptimo se muestra en la Tabla 40.

Tabla n° 40: Tamaño de proyecto óptimo Caso 2.1

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	TIR	VAN (US\$)
1,50	3534	21395	69,11%	6.624.840	8.612.292	21,64%	5.303.532

Fuente: Elaboración propia

6.4. CASO 2.2

Los resultados de la simulación para el CASO 2.2: EMPRESA DE GRAN TAMAÑO CON APALANCAMIENTO se muestran en la Tabla 41 y en la Figura 72.

Tabla nº 41: Resultados de la simulación para el Caso 2.2

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	Proyecto		Promotor		DSCR
						TIR	VAN (US\$)	TIR	VAN (US\$)	
0,50	1.176	9.621	93,39%	3.801.440	4.993.762	7,87%	-1.521.919	19,39%	1.443.204	1,78
1,00	2.355	16.531	80,15%	5.302.480	6.965.603	12,28%	150.053	27,97%	4.285.987	2,19
1,50	3.534	21.395	69,11%	6.624.840	8.702.721	13,06%	705.219	29,35%	5.872.594	2,14
2,00	4.714	24.843	60,16%	7.871.690	10.340.646	12,43%	341.912	27,74%	6.481.830	1,95
2,50	5.895	27.294	52,86%	9.064.760	11.907.922	11,30%	-646.184	25,27%	6.424.329	1,76
3,00	7.075	29.072	46,91%	10.219.080	13.424.294	10,05%	-2.021.618	22,74%	5.949.264	1,58
3,50	8.257	30.430	42,07%	11.340.670	14.897.671	8,84%	-3.612.310	20,42%	5.234.313	1,45
4,00	9.438	31.425	38,01%	12.438.210	16.339.455	7,66%	-5.399.343	18,27%	4.310.241	1,45
4,50	10.619	32.193	34,61%	14.437.040	18.965.218	5,32%	-9.370.350	14,40%	1.942.011	1,45
5,00	11.801	32.785	31,71%	15.584.170	20.472.145	4,26%	-11.557.312	12,78%	684.041	1,45

Fuente: Elaboración propia

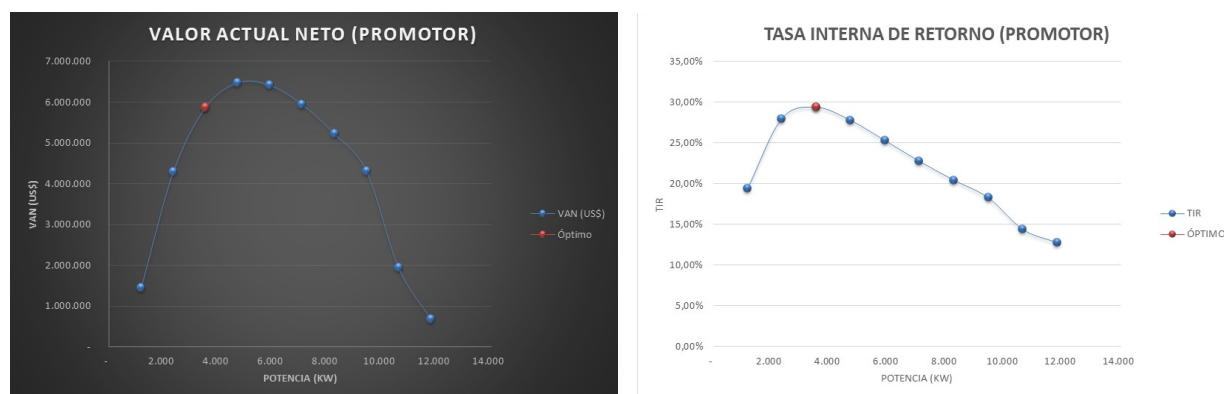


Figura nº 72: Resultados de la simulación Caso 2.2. Fuente: Elaboración propia

En este Caso, se analiza principalmente el retorno de la inversión del promotor del proyecto, es decir, la rentabilidad obtenida por el capital aportado inicialmente. El tamaño óptimo es aquel cuya TIR es máxima, y corresponde a una potencia de 3.534 kW. Las características de dicho proyecto se muestran en la Tabla 41.

Tabla nº 42: Tamaño óptimo de proyecto Caso 2.2

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	Proyecto		Promotor		DSCR (mínimo)
						TIR	VAN (US\$)	TIR	VAN (US\$)	
1,50	3.534	21.395	69,11%	6.624.840	8.702.721	13,06%	705.219	29,35%	5.872.594	2,14

Fuente: Elaboración propia

Cabe hacer notar, que en este Caso se ha requerido financiación de parte de la inversión total, por lo que se han tenido que cumplir ciertos requisitos respecto al DSCR de la *deuda senior*. El DSCR mínimo obtenido durante el periodo de simulación (20 años) y para cada potencia ensayada se muestra en la Figura 73.

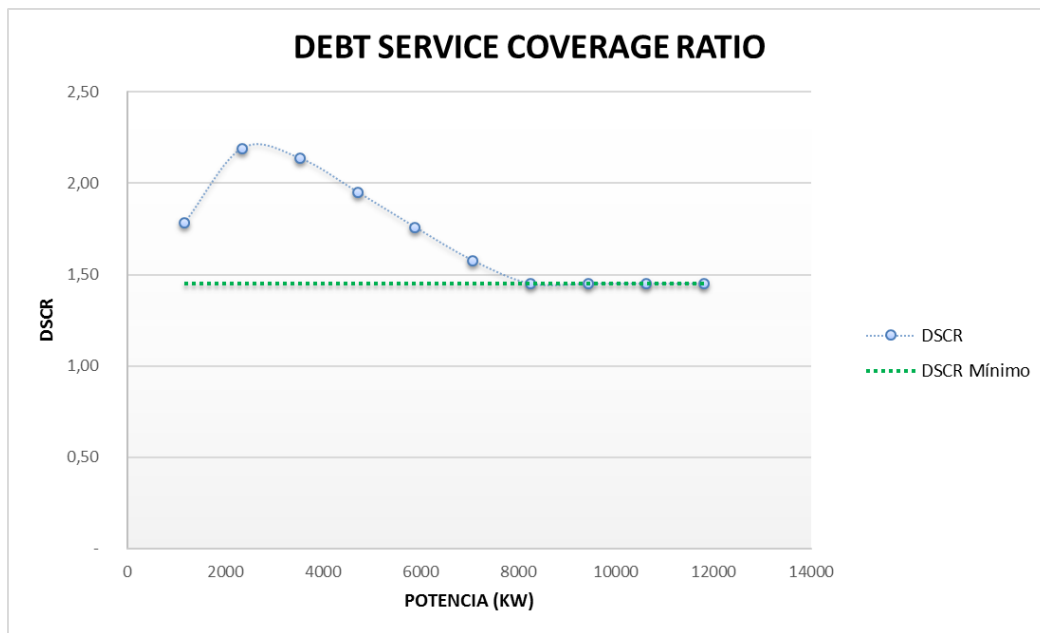


Figura nº 73: Resultados DSCR mínimo de la simulación Caso 2.2. Fuente: Elaboración propia

Se observa que en todos los casos se cumple el DSCR mínimo de 1,45x. Esto se debe a que el Caso contempla la existencia de una asistencia financiera por parte del promotor, en caso que el DSCR disminuyera por debajo del mínimo exigido. Debido a que los tamaños evaluados inferiores a 8.000 kW presentan DSCR superiores a 1,45x, no ha sido necesaria asistencia financiera alguna, por lo que los resultados de estos tamaños son los mismos que los obtenidos en el Caso 2.3 como se verá en el siguiente apartado.

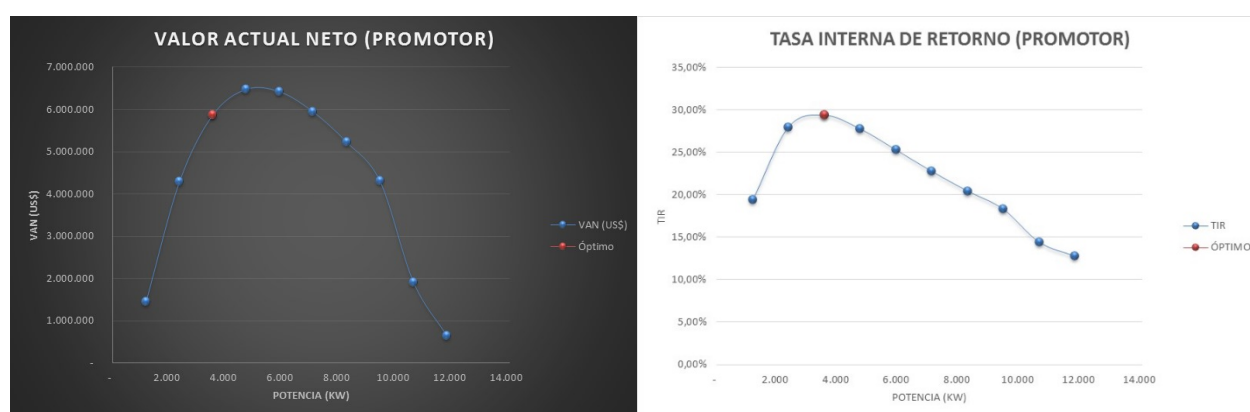
6.5. CASO 2.3

Los resultados de la simulación para el CASO 2.3: EMPRESA DE PEQUEÑO TAMAÑO CON APALANCAMIENTO se muestran en la Tabla 43 y en la Figura 74.

Tabla n° 43: Resultados de la simulación para el Caso 2.3

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	Proyecto		Promotor		DSCR
						TIR	VAN (US\$)	TIR	VAN (US\$)	
0,50	1.176	9.621	93,39%	3.801.440	4.993.762	7,87%	-1.521.919	19,39%	1.443.204	1,78
1,00	2.355	16.531	80,15%	5.302.480	6.965.603	12,28%	150.053	27,97%	4.285.987	2,19
1,50	3.534	21.395	69,11%	6.624.840	8.702.721	13,06%	705.219	29,35%	5.872.594	2,14
2,00	4.714	24.843	60,16%	7.871.690	10.340.646	12,43%	341.912	27,74%	6.481.830	1,95
2,50	5.895	27.294	52,86%	9.064.760	11.907.922	11,30%	-646.184	25,27%	6.424.329	1,76
3,00	7.075	29.072	46,91%	10.219.080	13.424.294	10,05%	-2.021.618	22,74%	5.949.264	1,58
3,50	8.257	30.430	42,07%	11.340.670	14.897.671	8,85%	-3.611.860	20,43%	5.233.862	1,43
4,00	9.438	31.425	38,01%	12.438.210	16.339.455	7,67%	-5.395.453	18,28%	4.306.351	1,29
4,50	10.619	32.193	34,61%	14.437.040	18.965.218	5,40%	-9.344.615	14,41%	1.916.276	1,09
5,00	11.801	32.785	31,71%	15.584.170	20.472.145	4,39%	-11.516.267	12,75%	641.839	1,00

Fuente: Elaboración propia



El tamaño del proyecto óptimo coincide con el obtenido en el Caso 2.2, como se muestra en la Tabla 43.

Tabla n° 44: Tamaño óptimo de proyecto Caso 2.3

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	Proyecto		Promotor		DSCR (mínimo)
						TIR	VAN (US\$)	TIR	VAN (US\$)	
1,50	3.534	21.395	69,11%	6.624.840	8.702.721	13,06%	705.219	29,35%	5.872.594	2,14

Fuente: Elaboración propia

Esto se debe en parte a que la asistencia financiera del Caso 2.2 únicamente influye en aquellos proyectos en los que el DSCR baja de 1,45x. Como se muestra en la Figura 75, los proyectos con tamaños superiores a 8.000 kW incumplen el condicionante del DSCR mínimo, por lo que directamente estarían descartados.

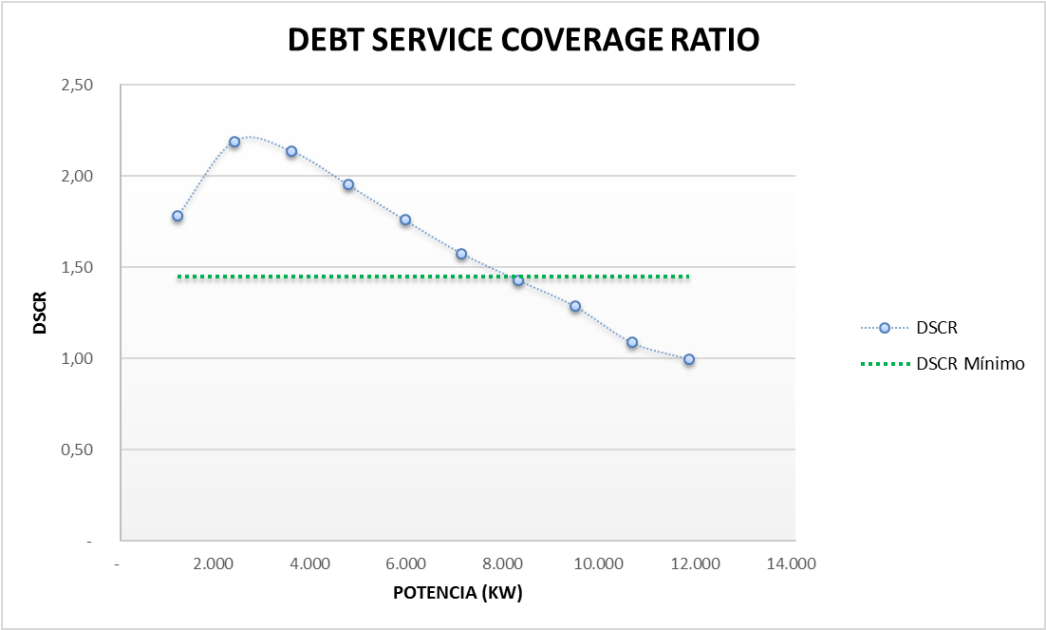


Figura nº 75: Resultados DSCR mínimo de la simulación Caso 2.3. Fuente: Elaboración propia

6.6. CASO 2.4

Los resultados de la simulación para el CASO 2.4. EMPRESA DE PEQUEÑO TAMAÑO CON APALANCAMIENTO Y CON PARTE DE CAPITAL APALANCADO (MEZZANINE) se muestran en la Tabla 46 y en la Figura 76.

Al igual que en los Casos 2.2 y 2.3, el tamaño óptimo se corresponde con el caudal de equipamiento de 1,50 m³/s, que resulta en una potencia nominal de 3.534 kW. La rentabilidad máxima del promotor es de 23,41%, inferior a los Casos mencionados con apalancamiento, si bien el aporte inicial es sensiblemente inferior en el Caso 2.4.

Las principales características del proyecto óptimo se muestran en la Tabla 45.

Tabla nº 45: *Tamaño óptimo de proyecto Caso 2.4*

Caudal (m ³ /s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	Proyecto		Promotor		DSCR Senior	DSCR Mezzanine
						TIR	VAN (US\$)	TIR	VAN (US\$)		
1,50	3.534	21.395	69,11%	6.624.840	8.732.864	9,81%	- 1.874.268	23,41%	4.698.037	2,14	2,31

Fuente: Elaboración propia

Tabla nº 46: *Resultados de la simulación para el Caso 2.4*

Caudal (m ³ /s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	Proyecto		Promotor		DSCR Senior	DSCR Mezzanine
						TIR	VAN (US\$)	TIR	VAN (US\$)		
0,50	1.176	9.621	93,39%	3.801.440	5.011.058	5,74%	- 2.828.169	16,58%	980.821	1,78	1,65
1,00	2.355	16.531	80,15%	5.302.480	6.989.729	9,22%	- 1.879.253	22,48%	3.384.852	2,19	2,30
1,50	3.534	21.395	69,11%	6.624.840	8.732.864	9,81%	- 1.874.268	23,41%	4.698.037	2,14	2,31
2,00	4.714	24.843	60,16%	7.871.690	10.376.462	9,38%	- 2.655.829	22,57%	5.168.942	1,95	1,98
2,50	5.895	27.294	52,86%	9.064.760	11.949.167	8,54%	- 3.988.394	21,06%	5.049.642	1,76	1,65
3,00	7.075	29.072	46,91%	10.219.080	13.470.791	7,57%	- 5.664.737	19,37%	4.557.217	1,58	1,32
3,50	8.257	30.430	42,07%	11.340.670	14.949.271	6,60%	- 7.528.330	17,71%	3.850.106	1,43	1,04
4,00	9.438	31.425	38,01%	12.438.210	16.396.048	5,62%	- 9.564.572	16,06%	2.950.929	1,29	0,79
4,50	10.619	32.193	34,61%	14.437.040	19.030.906	3,65%	- 13.926.556	12,82%	668.390	1,09	0,42
5,00	11.801	32.785	31,71%	15.584.170	20.543.053	2,86%	- 16.141.919	11,59%	- 354.766	1,00	0,23

Fuente: Elaboración propia

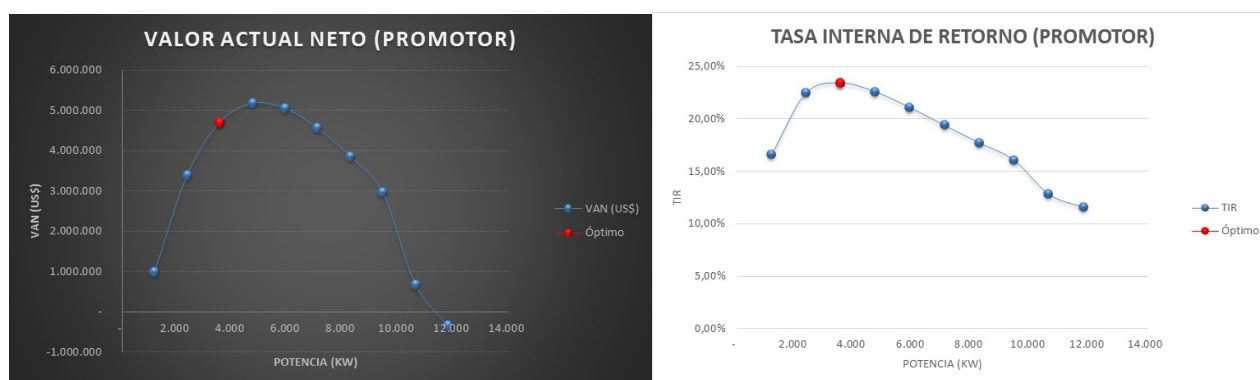


Figura nº 76: Resultados de la simulación Caso 2.4. Fuente: Elaboración propia

El comportamiento del DSCR para los tamaños evaluados se muestra en la Figura 77.

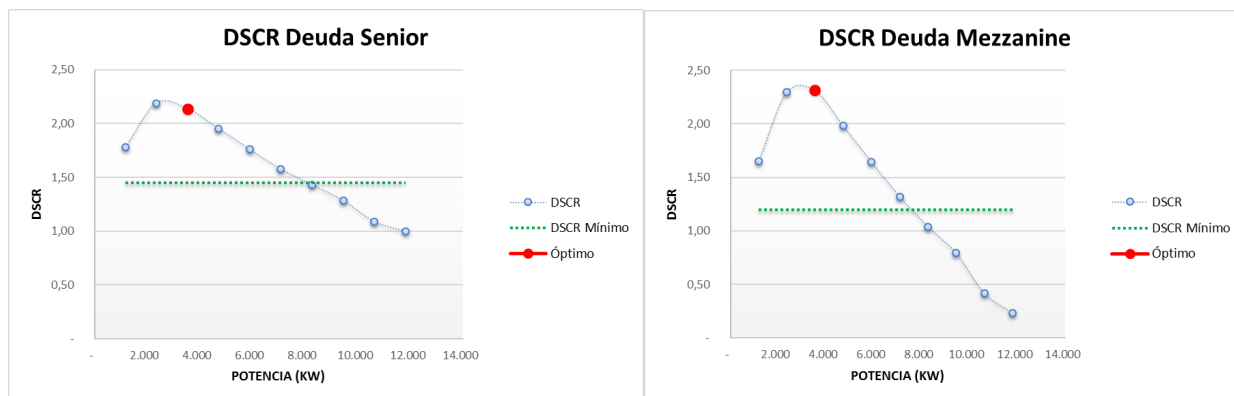


Figura nº 77: Resultados DSCR mínimo de la simulación Caso 2.4. Fuente: Elaboración propia

Se observa que proyectos con potencia superior a 8.000 kW incumplen tanto el DSCR mínimo de la deuda *senior* como de la deuda *mezzanine*. El proyecto óptimo es de hecho, el que mejor cumple el condicionante de este índice, por lo que su influencia no parece ser relevante al momento de seleccionar el proyecto óptimo.

6.7. CASO 3

En este Caso, se fija un importe máximo de inversión basado en la disponibilidad de capital del promotor. Ya que puede ser cualquier cantidad, para la simulación se ha utilizado el monto correspondiente a la aportación inicial del promotor del proyecto óptimo en el Caso 2.3, que para este caso asciende a US\$ 3.535.345,87.

Los resultados de la simulación para el CASO 3. MICROEMPRESA O PARTICULAR CON RECURSO PROPIO PREFIJADO Y SIN POSIBILIDAD DE ASISTIR FINANCIERAMENTE AL PROYECTO DURANTE LA EXPLOTACIÓN se muestran en la Tabla 47.

Tabla nº 47: Resultados de la simulación para el Caso 3

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	TIR	VAN (US\$)
0,10	235	2.053	99,89%	2.436.200	3.167.060	-4,83%	-2.273.383
0,20	470	4.083	99,22%	2.825.140	3.672.682	4,77%	-1.405.992
0,30	705	6.048	97,93%	3.159.910	4.107.883	9,88%	-498.196
0,40	940	7.894	95,81%	3.486.020	4.531.826	13,27%	341.810
0,50	1.176	9.621	93,39%	3.801.440	4.941.872	15,72%	1.116.667
0,60	1.412	11.235	90,86%	4.105.160	5.336.708	17,56%	1.827.660
0,70	1.647	12.718	88,14%	4.449.520	5.784.376	18,64%	2.381.478
0,80	1.883	14.080	85,36%	4.740.190	6.162.247	19,60%	2.923.170
0,90	2.119	15.346	82,68%	5.024.840	6.532.292	20,29%	3.401.261
1,00	2.355	16.531	80,15%	5.302.480	6.893.224	20,81%	3.830.513

Fuente: Elaboración propia

El proyecto óptimo, atendiendo únicamente al prefijado monto de inversión máximo, sería el que se muestra en la Tabla 48.

Tabla nº 48: Proyecto óptimo Caso 3, atendiendo solo al criterio inversión máxima.

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	TIR	VAN (US\$)
0,173	406	3.531	99,41%	2.719.497	3.535.346	2,16%	-1.641.591

Fuente: Elaboración propia

No obstante, se observa que con esta cantidad no se obtiene una TIR aceptable, de hecho, no se obtiene rentabilidad en la inversión, sino que se incurriría en pérdidas a lo largo del tiempo. En este sentido, el tamaño de proyecto a partir del cual se empezarían a obtener rentabilidades superiores al 12% sería 940 kW, el cual supone una inversión mínima de US\$ 4.531.826,00. Esto se evidencia gráficamente en la Figura 79.

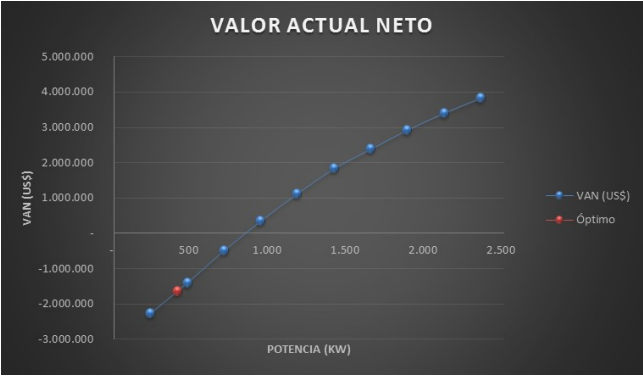


Figura nº 78: Evolución de VAN Caso 3. Fuente: Elaboración propia

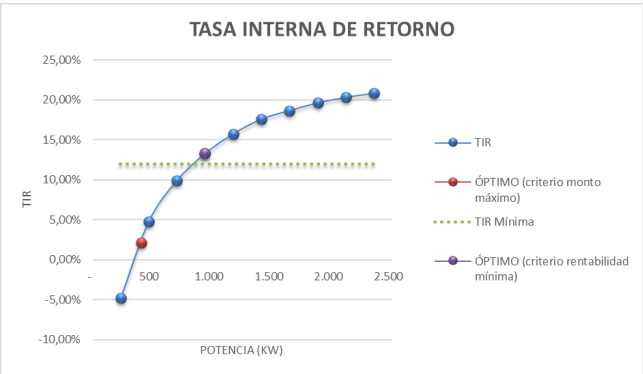


Figura nº 79: Evolución de la TIR Caso 3. Fuente: Elaboración propia

6.8. CASO 4

En este Caso la venta de energía está limitada a la demanda para autoconsumo, dado que la central funciona aislada sin posibilidad de interconexión para venta de excedentes al SNI⁴². Esto hace que no existan proyectos viables con la tarifa fijada para el resto de Casos de US\$ 98,34/MWh. Por tanto, se evaluaron diferentes tarifas de venta de energía para determinar la tarifa mínima con la que se satisfacen todos los condicionantes impuestos en este Caso.

Los resultados de la simulación para el CASO 4. CENTRAL AISLADA CON FINANCIACIÓN EXTERNO NO REEMBOLSABLE se muestran en la Tabla 49 y Figura 80. El precio mínimo de venta de energía resulta en US\$ 270/MWh.

⁴² Sistema Nacional Interconectado

Tabla nº 49: Resultados de la simulación para el Caso 4

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	F.P.	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	Proyecto		DSCR	Demanda satisfecha	CAPEX (anual requerido)	Cumple CAPEX	DSCR Mínimo exigido	DSCR Mínimo Senior	Demanda mínima	Cumplimiento demanda	Potencia mínima	Cumplimiento Potencia
						TIR	VAN (US\$)										
0.10	235	2063	99.89%	1.271.200	1.675.686	15,14%	505.754	2,06	0.50	34.292,00	SI	1,45	CUMPLE	95%	INCUMPLE	345	INCUMPLE
0.15	352	3072	99.59%	1.473.200	1.941.972	12,02%	4.241	1,75	0.99	41.074,00	SI	1,45	CUMPLE	95%	CUMPLE	345	CUMPLE
0.20	470	4083	99.22%	1.657.140	2.184.442	9,77%	- 452.435	1,54	0.99	47.404,80	SI	1,45	CUMPLE	95%	CUMPLE	345	CUMPLE
0.25	587	5078	98.70%	1.828.370	2.410.157	8,01%	- 877.554	1,38	0.99	53.439,40	SI	1,45	INCUMPLE	95%	CUMPLE	345	CUMPLE
0.30	705	6048	97.63%	1.989.910	2.623.089	6,58%	- 1.278.616	1,25	0.99	59.202,20	SI	1,45	INCUMPLE	95%	CUMPLE	345	CUMPLE
0.35	823	6988	96.96%	2.151.790	2.836.490	5,32%	- 1.680.522	1,14	0.99	64.941,80	NO	1,45	INCUMPLE	95%	CUMPLE	345	CUMPLE
0.40	940	7894	95.81%	2.315.020	3.051.659	4,19%	- 2.085.780	1,05	0.99	70.660,40	NO	1,45	INCUMPLE	95%	CUMPLE	345	CUMPLE
0.45	1058	8775	94.65%	2.472.570	3.259.342	3,16%	- 2.491.774	0,97	0.99	76.223,40	NO	1,45	INCUMPLE	95%	CUMPLE	345	CUMPLE
0.50	1176	9621	93.39%	2.627.440	3.463.491	1,80%	- 3.086.937	0,90	0.99	81.732,80	NO	1,45	INCUMPLE	95%	CUMPLE	345	CUMPLE
0.55	1294	10443	92.14%	2.780.970	3.665.875	-0,29%	- 3.913.422	0,84	0.99	87.215,40	NO	1,45	INCUMPLE	95%	CUMPLE	345	CUMPLE

Fuente: Elaboración propia

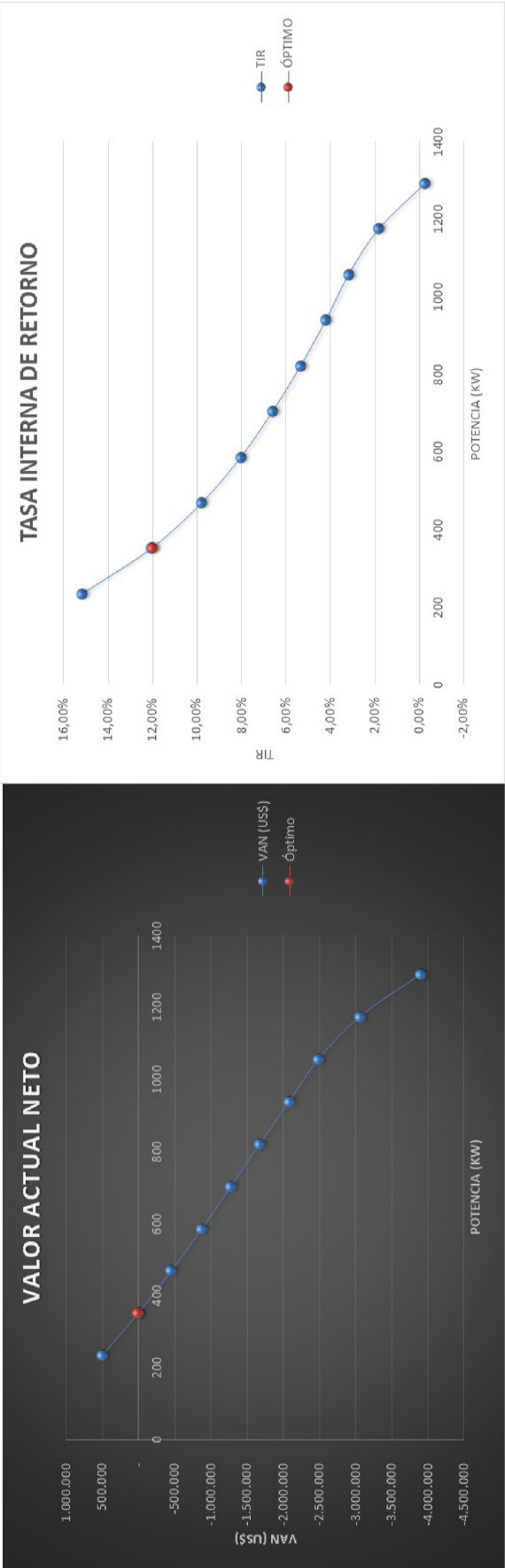


Figura nº 80: Resultados de la simulación Caso 4. Fuente: Elaboración propia

Se observa que la evolución tanto de la TIR como del VAN es distinta al resto de los Casos. A medida que el proyecto se va haciendo más grande la rentabilidad disminuye. Esto sucede debido a que las inversiones adicionales no se compensan con los ingresos, debido a la imposibilidad de vender los excedentes de energía que se producirían respecto a la demanda impuesta como condicionante.

El proyecto óptimo para este Caso se muestra en la Tabla 50.

Tabla nº 50: *Tamaño óptimo de proyecto Caso 4.*

Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Factor de Planta	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	TIR	VAN (US\$)	DSCR
0,150	353	3081	99,59%	1.474.908	1.944.224	12,00%	0	1,75

Fuente: Elaboración propia

Debido a la cantidad de condicionantes impuestos para este Caso, la solución óptima está bastante acotada. Así, proyectos más pequeños incumplen criterios de potencia o energía, si bien pueden llegar a alcanzarse rentabilidades superiores al 12%. Por otro lado, proyectos de mayor tamaño, cumplen tanto la potencia como la energía mínima, pero fallan en criterios como el CAPEX, el DSCR o la rentabilidad que debería ser cercana a cero.

6.9. RESUMEN DE RESULTADOS

Los tamaños óptimos para cada Caso se muestran en la Tabla 51. Se observa que cuatro de los siete casos comparten resultado en cuanto a su tamaño (potencia), sin embargo, la mayor parte de ellos presentan rentabilidades distintas de acuerdo a sus condicionantes.

Tabla nº 51: *Resumen de resultados*

	Caudal (m³/s)	Potencia (kW)	Producción (MWh)	F.P.	C.D. Construcción (US\$)	Inversión Total (US\$)	Proyecto		Inversionista		DSCR Senior mínima	DSCR Mezzanine mínimo
							TIR	VAN (US\$)	TIR	VAN (US\$)		
CASO 1	4,75	11.201	32.484	33,18%	15.001.444	19.501.877	12,02%	-	12,02%	-		
CASO 2.1	1,50	3.534	21.395	69,11%	6.624.840	8.612.292	21,64%	5.303.532	21,64%	5.303.532		
CASO 2.2	1,50	3.534	21.395	69,11%	6.624.840	8.702.721	13,06%	705.219	29,35%	5.872.594	2,14	
CASO 2.3	1,50	3.534	21.395	69,11%	6.624.840	8.702.721	13,06%	705.219	29,35%	5.872.594	2,14	
CASO 2.4	1,50	3.534	21.395	69,11%	6.624.840	8.732.864	9,81%	-1.874.268	23,41%	4.698.037	2,14	2,31
CASO 3*	0,40	940	7.894	95,81%	3.486.020	4.531.826	13,27%	341.810	12,00%	-		
CASO 4**	0,15	353	3.081	99,59%	1.474.908	1.944.224	12,00%	-	n/a		1,75	

Notas:

Precio de la energía utilizado (a excepción del caso 4): US\$ 98,34/MWh

Tasa de descuento para cálculo de VAN: 12%

* No cumple con todos los condicionantes iniciales, se ha incrementado el monto disponible para inversión

** Viabilidad con un precio de venta de US\$ 270/MWh

n/a: no aplica

Fuente: Elaboración propia

La ratio I/P representa la razón en la Inversión Total del proyecto y la Producción media del mismo en el periodo de análisis (en este caso, 20 años). Se han calculado las ratios para cada uno de los diez tamaños de proyecto evaluados en los siete Casos. Los resultados se muestran en las Tablas 52 a 54.

Tabla nº 52: *Ratio I/P para los casos 1 a 2.4*

Potencia (kW)	Caso 1	Caso 2.1	Caso 2.2	Caso 2.3	Caso 2.4
1.176	0,514	0,514	0,519	0,519	0,521
2.355	0,417	0,417	0,421	0,421	0,423
3.534	0,403	0,403	0,407	0,407	0,408
4.714	0,412	0,412	0,416	0,416	0,418
5.895	0,432	0,432	0,436	0,436	0,438
7.075	0,457	0,457	0,462	0,462	0,463
8.257	0,484	0,484	0,490	0,490	0,491
9.438	0,515	0,515	0,520	0,520	0,522
10.619	0,583	0,583	0,589	0,589	0,591
11.801	0,618	0,618	0,624	0,624	0,627

Fuente: Elaboración propia

Tabla nº 53: Ratio I/P Caso 3

Potencia (kW)	Caso 3
235	1,543
470	0,900
705	0,679
940	0,574
1.176	0,514
1.412	0,475
1.647	0,455
1.883	0,438
2.119	0,426
2.355	0,417

Fuente: Elaboración propia

Tabla nº 54: Ratio I/P Caso 4

Potencia (kW)	Caso 4
235	0,816
352	0,632
470	0,535
587	0,475
705	0,434
823	0,406
940	0,387
1.058	0,371
1.176	0,360
1.294	0,351

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 81 se muestra gráficamente la relación que existe entre la ratio I/P y los distintos tamaños de proyecto incluyendo los óptimos. Se observa que los proyectos más pequeños tienen una ratio mayor, incluso en los tamaños óptimos. Por otro lado, los proyectos con esquemas de financiación típico de promotores privados, coinciden en proyectos óptimos con las ratios más bajas, lo que implica una menor inversión por cada kilovatio producido.

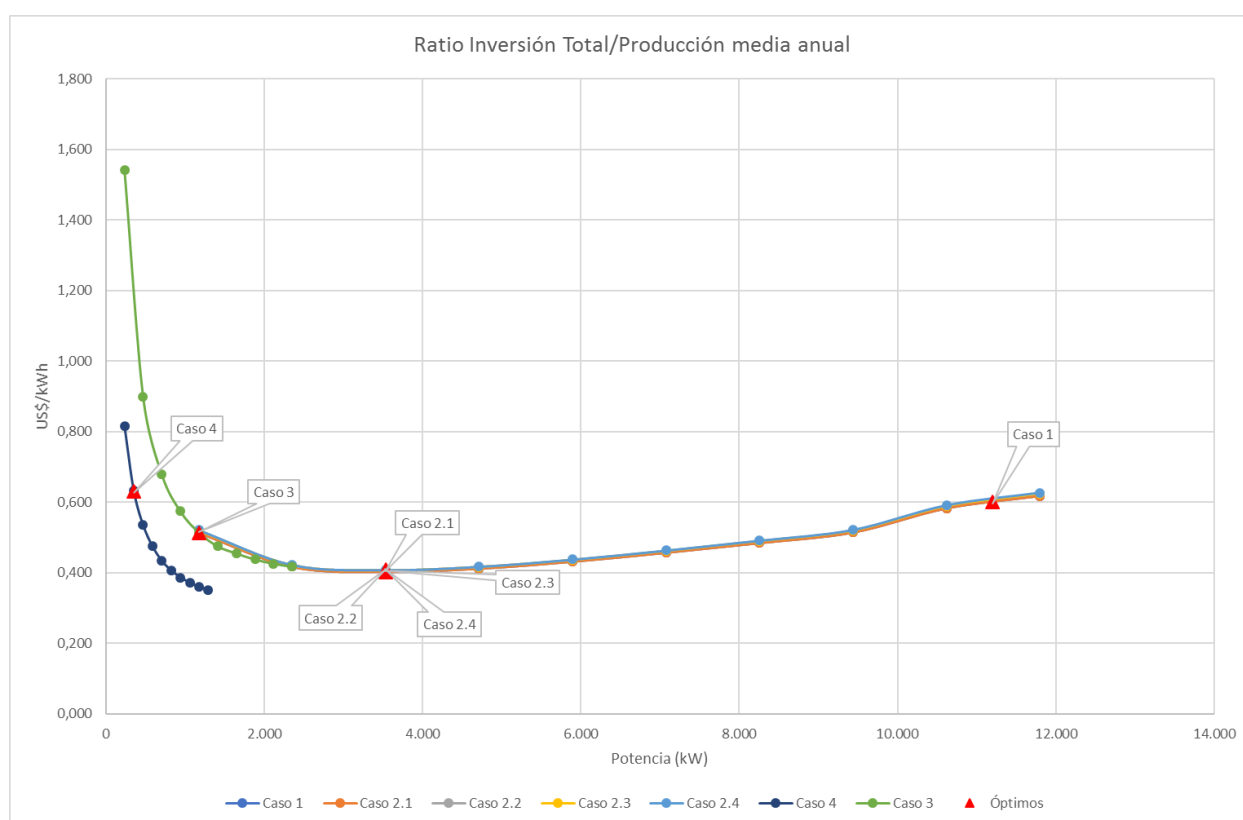


Figura nº 81: Ratio Inversión Total/Producción media anual. Fuente: Elaboración propia

6.10. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Se ha realizado un análisis de sensibilidad a los casos con financiación, con el objetivo de establecer si el dimensionamiento del Proyecto Modelo se ve afectado por la variación cuantitativa de algunas de las principales variables que definen dicho financiación. Las variables analizadas han sido:

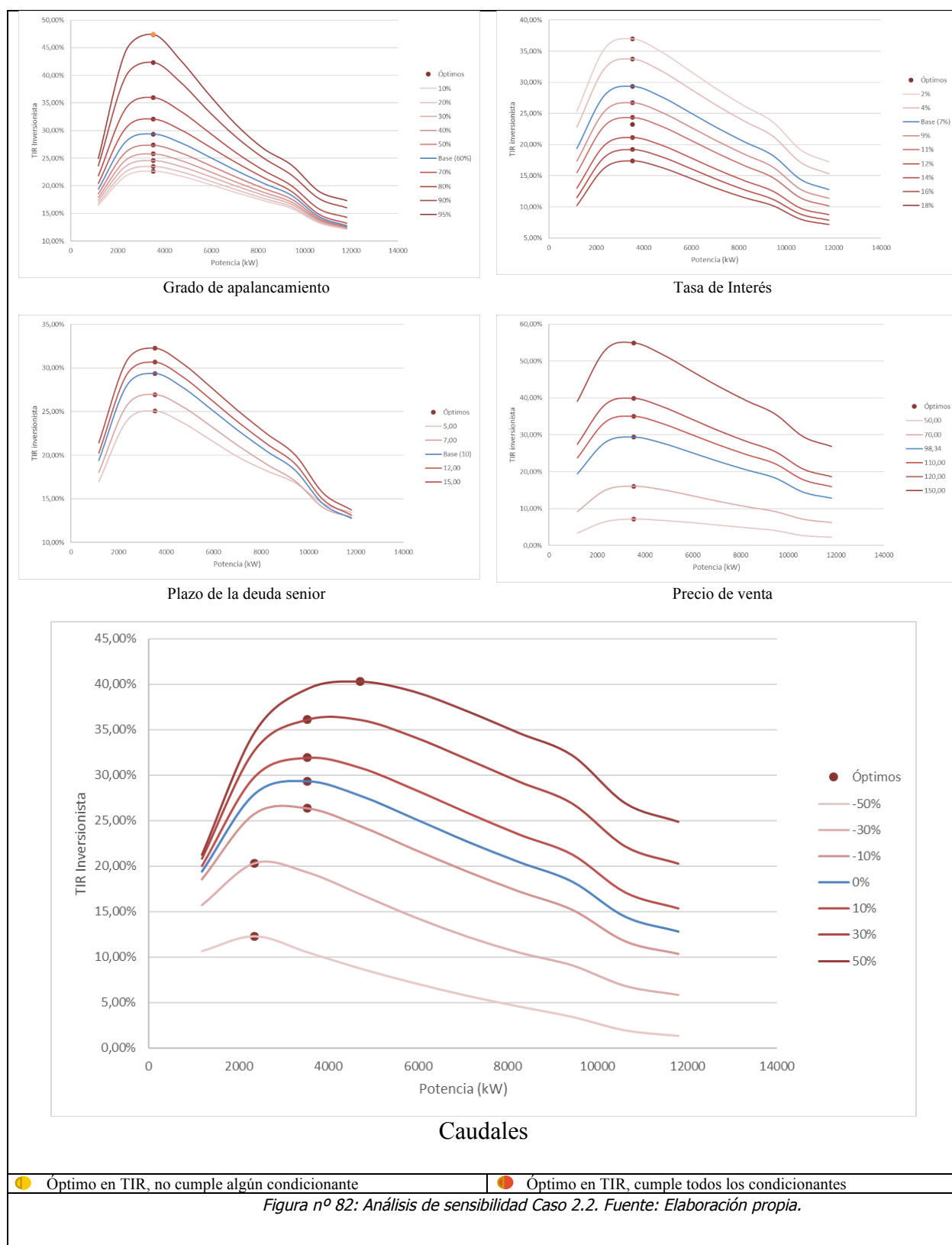
- Grado de apalancamiento
- Tasa de Interés de la Deuda *Senior*
- Plazo de la Deuda *Senior*
- Precio de venta de la energía
- Caudales

El **Grado de apalancamiento** se ha estudiado variando las proporciones que se financian, fijando como capital mínimo a aportar, el 5% de la inversión total. Se han analizado **Tasas de Interés** de la Deuda Senior con valores superiores e inferiores al caso base (7%), desde tasas tan bajas como 2%, hasta unas tan altas como 18%. La sensibilidad al **Plazo de la Deuda Senior** se evaluó para valores desde 5 hasta 15 años de periodo de amortización, manteniendo un periodo de gracia de 2 años en todos los casos. En el caso del Precio de venta de la energía, se evaluaron valores desde US\$ 50/MWh, hasta US\$ 150/MWh, que se corresponden con el rango observado en el Mercado Mayorista de Guatemala entre 2004 y 2015. El precio del caso base fue US\$ 98,34/MWh. Finalmente, se evaluó la variación de los **caudales circulantes** por el sitio de toma, para un rango que va desde la mitad de los caudales obtenidos (-50%) en el estudio hidrológico, hasta +50%. Esta variación en los caudales implica de manera implícita una variación en la **producción** de energía eléctrica, por lo que es a la vez un estudio de sensibilidad de esta variable.

Considerando que el principal objetivo de la tesis es estudiar la influencia del financiación del proyecto como herramienta de toma de decisiones, se ha desarrollado el análisis de sensibilidad para los Casos 2.2, 2.3 y 2.4 (Casos con financiación). El Caso 4, que también incluye financiación, no se ha analizado ya que la imposibilidad de comercializar más energía que la establecida por la demanda, hace que la solución esté muy acotada como para producir variaciones relevantes. Además, tampoco se analizaría la variación en la rentabilidad, ya que en este caso no se busca maximizar la TIR, ya que no es una inversión cuyo fin sea obtener beneficios económicos como en los casos 2.2, 2.3 y 2.4.

6.10.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CASO 2.2

Los resultados del análisis de sensibilidad del Caso 2.2 se muestran en la Figura 82.



Se observa que el tamaño óptimo de la solución no se ve afectado por 4 de las 5 variables analizadas, si bien las rentabilidades son distintas en cada caso. La variación de caudales es la variable que desplaza el proyecto óptimo, ya que la TIR máxima se produce en proyectos de distinta potencia al proyecto base o modelo.

En cuanto a las dependencias de la TIR respecto a las variables del análisis de sensibilidad, en la Figura 83 se muestra lo que se denomina un Gráfico de Araña. Este gráfico muestra cómo cambia el valor de una variable de salida con los cambios del valor de la variable de entrada. Cuanto más pronunciada es la línea, mayor es el impacto de la entrada sobre la salida.

El Gráfico de Araña se ha generado con los resultados del Proyecto Modelo, en el que el óptimo es el proyecto con una potencia de 3.534 kW (caso base). Se observa que la variable que más impacta a la TIR es el precio de venta de la energía, seguido de la variación en los caudales (es decir, la producción energética). En ambos casos, entre mayor sea la variable, mayor será la TIR esperada. Por otra parte, si bien entre mayor es el plazo del préstamo mayor será la rentabilidad esperada, esta variable no influye de manera determinante en los resultados. Algo similar sucede con la tasa de interés, la línea es poco pronunciada, por lo que no es una variable tan influyente en los resultados. No obstante, en este caso, entre mayor sea la tasa de interés la rentabilidad irá decreciendo. El grado de apalancamiento presenta un comportamiento distinto al resto de variables. Entre menor sea el financiamiento, menor será la TIR, pero también será más bajo el impacto de esta variable en los resultados finales. Cuanto mayor apalancamiento se tenga, mayor será la rentabilidad del promotor⁴³ y mayor será el impacto de esta variable.

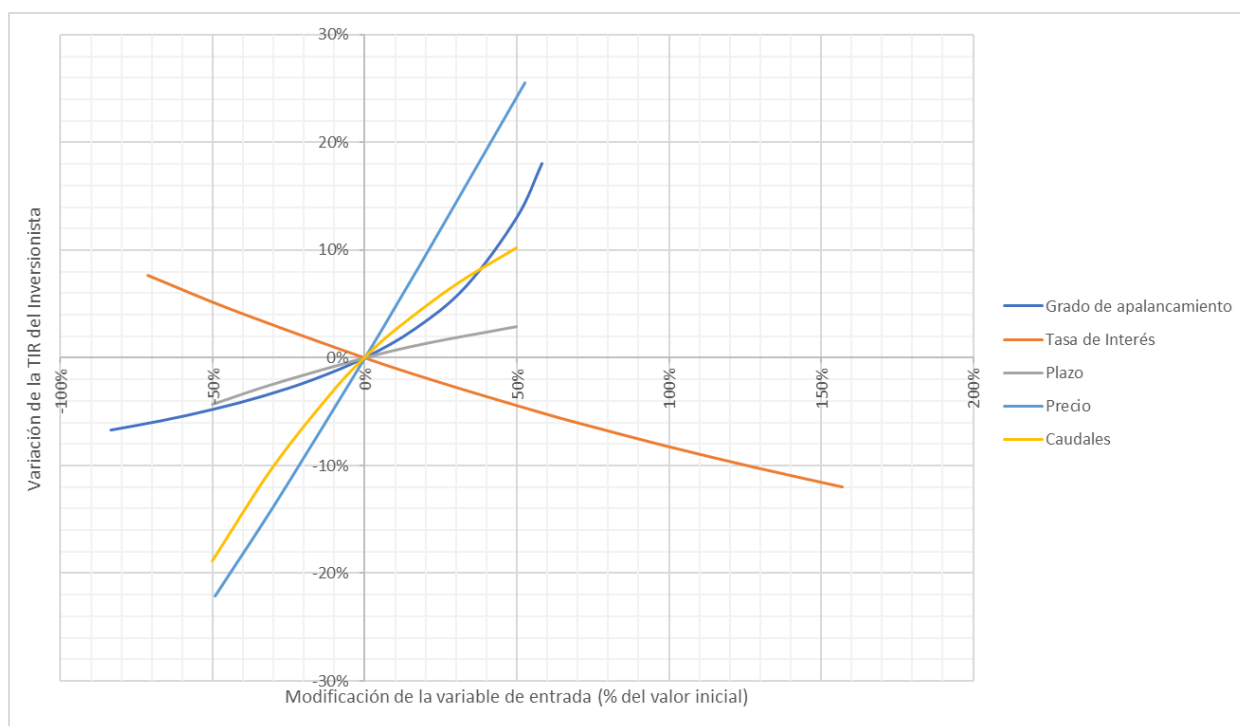


Figura nº 83: Caso 2.2. Impacto de las variables analizadas en la TIR del promotor. Fuente: Elaboración propia.

⁴³ La rentabilidad del promotor se refiere a la TIR obtenida respecto a la aportación inicial realizada por el promotor.

La influencia de la modificación de las variables de entrada respecto a la TIR del Promotor se muestra en la Tabla 55. Se ha marcado en colores del rojo al verde, las rentabilidades resultantes desde las más baja hasta la más alta respectivamente, y para cada una de las variables de entrada. En azul se ha resaltado el caso base de donde parte el análisis de sensibilidad.

Tabla nº 55: Caso 2.2 Influencia de las variables analizadas en la TIR del Promotor

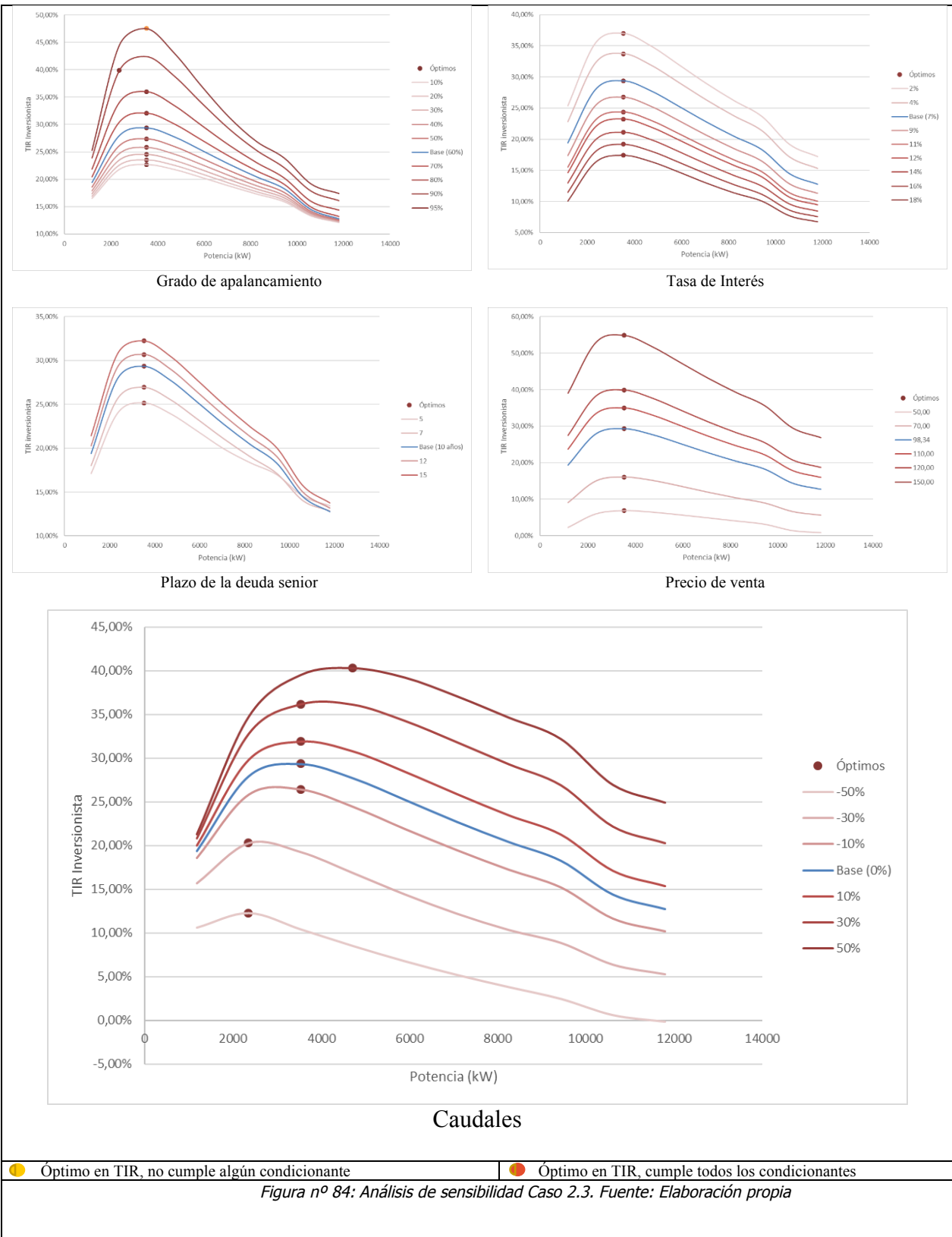
Grado de Apalancamiento	10,00%	20,00%	30,00%	40,00%	50,00%	60,00%	70,00%	80,00%	90,00%	95,00%
TIR Inversionista	22,65%	23,52%	24,55%	25,80%	27,35%	29,35%	32,05%	35,97%	42,35%	47,38%
Tasa de Interés	2,00%	4,00%	7,00%	9,00%	11,00%	12,00%	14,00%	16,00%	18,00%	
TIR Inversionista	36,99%	33,72%	29,35%	26,75%	24,36%	23,24%	21,13%	19,20%	17,40%	
Plazo (años)	5	7	10	12	15					
TIR Inversionista	25,07%	26,94%	29,35%	30,68%	32,25%					
Precio (US\$/MWh)	50,00	70,00	98,34	110,00	120,00	150,00				
TIR Inversionista	7,20%	16,07%	29,35%	35,01%	39,93%	54,93%				
Caudales (variación)	-50,00%	-30,00%	-10,00%	0,00%	10,00%	30,00%	50,00%			
TIR Inversionista	10,53%	19,26%	26,38%	29,35%	31,90%	36,12%	39,53%			

 Caso base

Fuente: Elaboración propia

6.10.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CASO 2.3

Los resultados del análisis de sensibilidad del Caso 2.3 se muestran en la Figura 84.



Se observa que los resultados apenas varían respecto al Caso 2.2, por tanto, el análisis es prácticamente el mismo. La diferencia más llamativa se presenta en el análisis del grado de apalancamiento para la opción de financiar el 90% de la inversión. En este caso, el proyecto óptimo no se corresponde con el de mayor TIR, ya que éste incumple el condicionante de DSCR mayor que 1,45. Esta situación no se presenta en el Caso 2.2 ya que el proyecto tiene acceso a una financiación por parte del promotor en caso de no poder cumplir con el DSCR, pudiendo seleccionarse el proyecto con mayor TIR.

La influencia de las variables de entrada en la TIR del promotor es similar a la del Caso 2.2. Los resultados se muestran en la Figura 85.

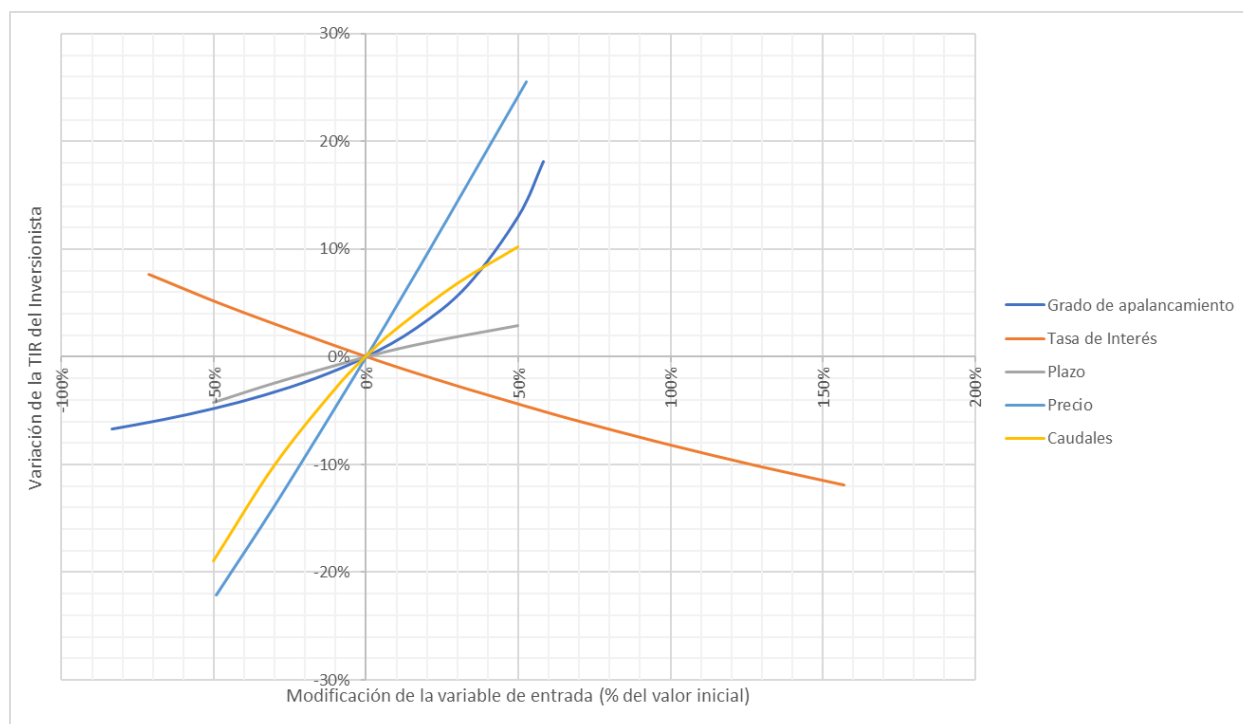


Figura nº 85: Caso 2.2. Impacto de las variables analizadas en la TIR del promotor. Fuente: Elaboración propia

La influencia de la modificación de las variables de entrada respecto a la TIR del Promotor se muestra en la Tabla 56. Se observa que los valores más alejados del caso base son los que presentan pequeñas modificaciones respecto a los resultados obtenidos en el Caso 2.2

Tabla nº 56: Caso 2.3 Influencia de las variables analizadas en la TIR del Promotor

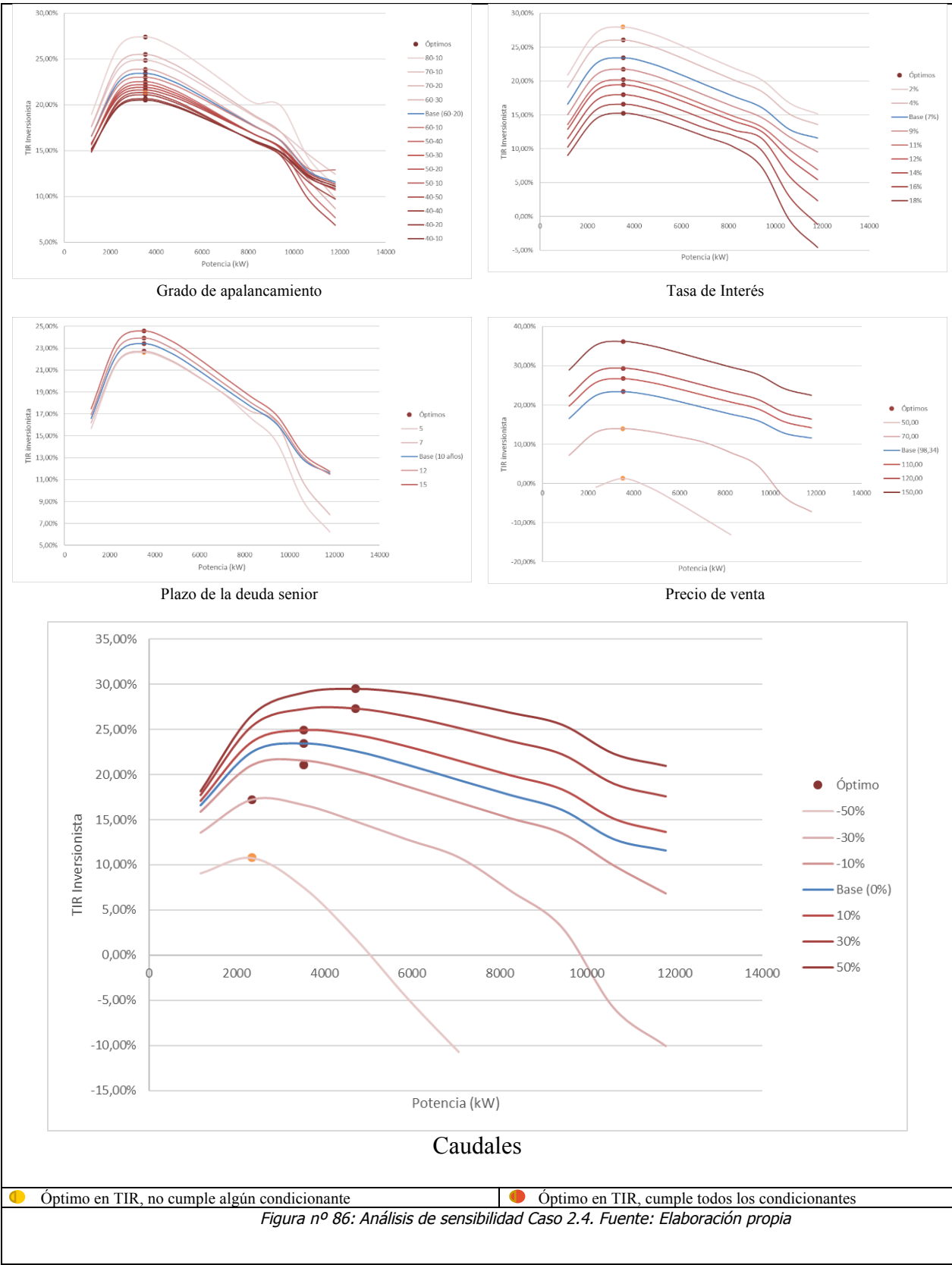
Grado de Apalancamiento	10,00%	20,00%	30,00%	40,00%	50,00%	60,00%	70,00%	80,00%	90,00%	95,00%
TIR Inversionista	22,65%	23,52%	24,55%	25,80%	27,35%	29,35%	32,05%	35,97%	42,38%	47,51%
Tasa de Interés	2,00%	4,00%	7,00%	9,00%	11,00%	12,00%	14,00%	16,00%	18,00%	
TIR Inversionista	36,99%	33,72%	29,35%	26,75%	24,36%	23,24%	21,13%	19,20%	17,41%	
Plazo (años)	5	7	10	12	15					
TIR Inversionista	25,15%	26,94%	29,35%	30,68%	32,25%					
Precio (US\$/MWh)	50,00	70,00	98,34	110,00	120,00	150,00				
TIR Inversionista	7,20%	16,07%	29,35%	35,01%	39,93%	54,93%				
Caudales (variación)	-50,00%	-30,00%	-10,00%	0,00%	10,00%	30,00%	50,00%			
TIR Inversionista	10,40%	19,27%	26,38%	29,35%	31,90%	36,12%	39,53%			

Caso base

Fuente: Elaboración propia

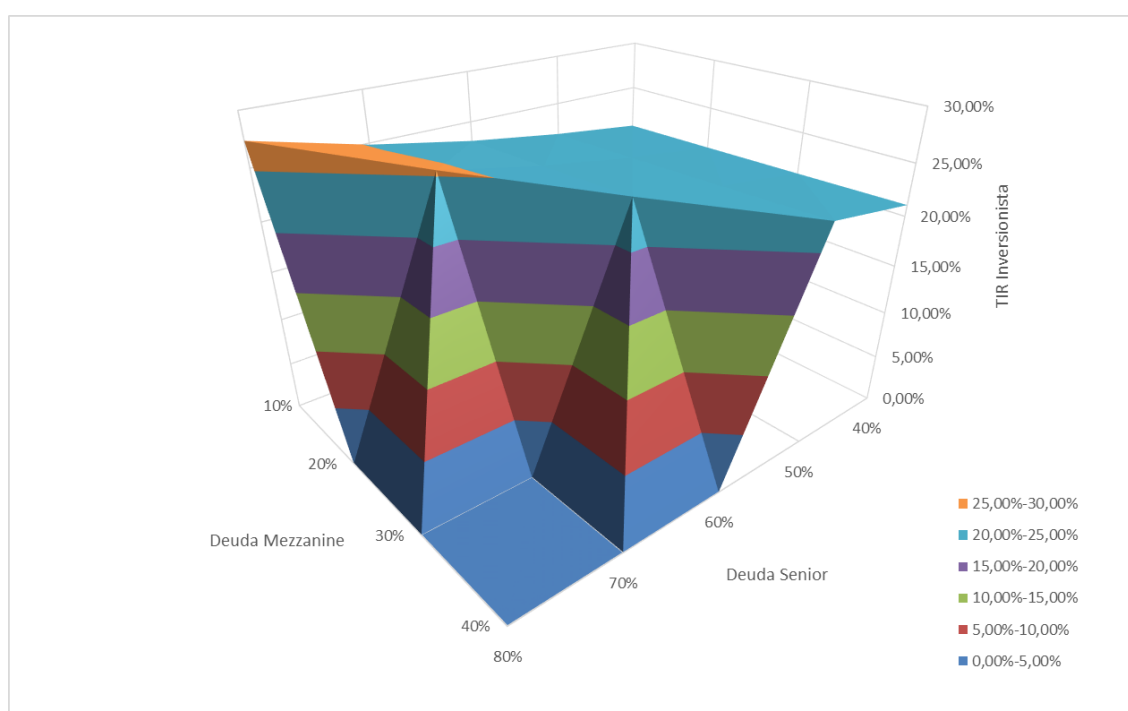
6.10.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CASO 2.4

Los resultados del análisis de sensibilidad del Caso 2.4 se muestran en la Figura 86.



Desde el punto de vista de la selección del proyecto óptimo, este Caso no muestra variación alguna respecto a los Casos 2.2 y 2.3. El óptimo, en 4 de las 5 variables analizadas, sigue siendo el proyecto de 3.534 kW. Así mismo, las variaciones en la selección del proyecto óptimo se presentan modificando los caudales que llegan al sitio de toma. Se evidencia que una menor aportación del río disminuye la potencia del proyecto óptimo, y una mayor aportación lo opuesto.

Se analizaron 14 combinaciones de Deuda Senior y Deuda Mezzanine (DS-DM)⁴⁴. Los resultados para el Proyecto Modelo se muestran en la Figura 87. Los datos indican que la TIR del promotor es mayor para proporciones de DS-DM más elevadas. Se observa que la combinación que resulta en una mayor rentabilidad es 80-10 (27,41%), mientras que la peor combinación es en la que mayor capital aporta el promotor (40-10), que resulta en una TIR del 20,50%.



		Deuda Mezzanine			
		10%	20%	30%	40%
Deuda Senior	40%	20,50%	20,68%	20,87%	21,09%
	50%	21,61%	21,88%	22,17%	22,51%
	60%	23,01%	23,41%	23,88%	
	70%	24,85%	25,48%		
	80%	27,41%			

Figura nº 87: Variación de la TIR respecto a combinaciones DS-DM. Fuente: Elaboración propia

La influencia del resto de variables en los resultados de rentabilidad del Proyecto Modelo se muestra en la Figura 88. Todas siguen la misma tendencia de los Casos 2.2 y 2.3, sin embargo, en general tienen menos influencia (menor pendiente del gráfico) en la variación de la TIR del

⁴⁴ Este análisis equivale al Grado de Apalancamiento del resto de Casos.

promotor. La variable de mayor peso en los resultados sigue siendo el precio seguida de los caudales. No obstante, un aumento del 50% del precio aumenta la TIR un 12%, mientras que en los Casos 2.2 y 2.3 este aumento sería de 24%. La influencia de los caudales es más acusada hacia el lado negativo de la curva, siguiendo una tendencia no lineal con una pendiente pronunciada. Esto indica que, para este Caso, una disminución de caudales tiene mayor peso en la TIR que un aumento de éstos, ya que la curva en su lado positivo se asemeja a una recta con una pendiente baja de 0,11. Esto significa que mientras una disminución de los caudales del 50% disminuye la TIR un 22%, el aumento del 50% sube este índice en apenas 5,65%.

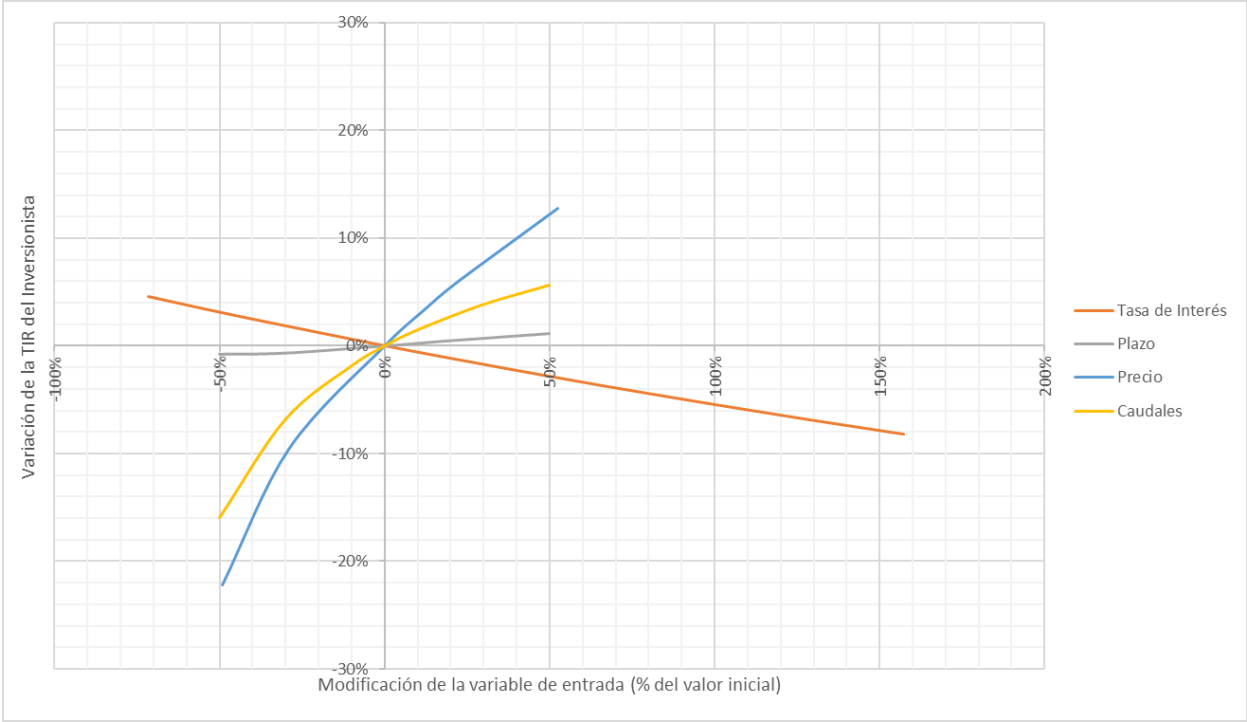


Figura nº 88: Caso 2.4. Impacto de las variables analizadas en la TIR del promotor. Fuente: Elaboración propia

La influencia de la modificación de las variables de entrada respecto a la TIR del Promotor se muestra en la Tabla 57.

Tabla nº 57: Caso 2.4 Inflencia de las variables analizadas en la TIR del Promotor

Grado de Apalancamiento	80-10	70-10	70-20	60-30	60-20	60-10	50-40	50-30	50-20	50-10	40-50	40-40	40-20	40-10
TIR Inversionista	27,41%	24,85%	25,48%	23,88%	23,41%	23,01%	22,51%	22,17%	21,88%	21,61%	21,34%	21,09%	20,68%	20,50%
Tasa de Interés	2,00%	4,00%	7,00%	9,00%	11,00%	12,00%	14,00%	16,00%	18,00%					
TIR Inversionista	27,95%	26,06%	23,41%	21,76%	20,19%	19,43%	17,96%	16,56%	15,23%					
Plazo (años)	5	7	10	12	15									
TIR Inversionista	22,62%	22,74%	23,41%	23,91%	24,59%									
Precio (US\$/MWh)	50,00	70,00	98,34	110,00	120,00	150,00								
TIR Inversionista	1,24%	13,94%	23,41%	26,72%	29,33%	36,18%								
Caudales (variación)	-50,00%	-30,00%	-10,00%	0,00%	10,00%	30,00%	50,00%							
TIR Inversionista	7,49%	16,63%	21,57%	23,41%	24,91%	27,27%	29,06%							

Caso base

Fuente: Elaboración propia

6.10.4. GRADO DE INCUMPLIMIENTO DE CONDICIONANTES

Tanto para el Proyecto Modelo, como en el resto de opciones del Análisis de Sensibilidad, se han evaluado diez tamaños de proyectos en el rango de 1.176 kW – 11.801 kW. En la Tabla 58 se muestra el número de proyectos evaluados por Caso y por variable de sensibilidad. Se observa que en total se han analizado 1.132 opciones, sometidas todas a los condicionantes fijados para cada Caso.

Tabla nº 58: Número de proyectos evaluados en el Análisis de Sensibilidad

	Caso 2.2	Caso 2.3	Caso 2.4	
Grado de Apalancamiento	100	100	140	
Tasa de Interés	90	90	90	
Plazo (años)	50	50	50	
Precio (US\$/MWh)	60	60	56	
Caudales (variación)	70	70	56	Total
Total	370	370	392	1132

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 59 muestra el grado de incumplimiento de condicionantes de cada opción evaluada. Este valor representa el número de proyectos descartados debido a que incumplen al menos un condicionante de Caso, expresado como un porcentaje del número de proyectos evaluados en cada opción.

Tabla nº 59: Grado de incumplimiento de condicionantes

	Caso 2.2	Caso 2.3	Caso 2.4
Grado de Apalancamiento	26,00%	37,00%	50,00%
Tasa de Interés	26,67%	55,56%	57,78%
Plazo (años)	20,00%	50,00%	54,00%
Precio (US\$/MWh)	23,33%	43,33%	46,43%
Caudales (variación)	20,00%	42,86%	42,42%
Media	23,20%	45,75%	50,13%

Fuente: Elaboración propia

Se observa que el Caso 2.2 es el que presenta menos incumplimientos (o menos proyectos descartados), mientras que, de media, el Caso 2.4 es el que tiene los valores más elevados. Esto se debe en parte a que la cantidad de restricciones impuestas es mayor en este último Caso, por lo que es más fácil llegar a incumplir alguna de ellas.

7. DISCUSIÓN

7. DISCUSIÓN

Dado un proyecto con un esquema definido fluyente, **se han analizado siete Casos distintos**, en los cuales se ha diferenciado el *objetivo último* del proyecto y el esquema de financiación utilizado. El *objetivo último* de un proyecto hidroeléctrico será distinto dependiendo del quién sea el promotor, su capacidad económica y la rentabilidad buscada de la inversión. En cuanto al esquema de financiación, éste dependerá de las condiciones particulares del mercado financiero de una región, el tamaño del proyecto, el capital del promotor y de otro sinnúmero de variables que suelen establecer las entidades financieras que otorgan los préstamos y los promotores que invierten. Los siete Casos se han agrupado en cuatro tipos de acuerdo al objetivo final del proyecto (1, 2, 3 y 4), los que a su vez contemplan un esquema de financiación propio de cada tipo de proyecto. Los proyectos tipo 2, contemplan los casos 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4, y corresponden al caso más frecuente del promotor privado. Aquí se analizan cuatro estructuras típicas con las que los promotores suelen financiar este tipo de proyectos, y son éstas las que han sido objeto de un análisis de sensibilidad a distintas variables que impactan en la rentabilidad final y en el dimensionamiento del proyecto.

Se han diseñado modelos de cálculo específicos de cada Caso, en el cual se han incluido los condicionantes que definen el mismo. Cada modelo ha incluido tres módulos auxiliares: Presupuestos, Producción y Económico-Financiero. El módulo de presupuestos se ha implementado con el software RETScreen validado para proyectos fluyentes en la región guatemalteca. La producción se ha calculado a nivel diario para cada uno de los 20 años de datos, tomando en cuenta las eficiencias de los equipos, pérdidas hidráulicas y las características propias del salto (p. ej. Caudal de equipamiento o salto bruto). Finalmente, el modelo financiero incluye los condicionantes de plazo, cálculo de DSCR, TIR y VAN, tanto a nivel de proyecto, como del promotor.

El tamaño óptimo de la central se define como aquél que cumple de mejor forma los condicionantes de cada Caso. Dado que el presente análisis se enmarca dentro de la etapa de estudios de viabilidad de un proyecto hidroeléctrico, ciertas características de éste se han definido como fijas, como ser la longitud de las tuberías, el salto bruto, el funcionamiento fluyente y el tamaño del azud. Tomando esto en cuenta, la selección del tamaño óptimo se realiza evaluando distintos caudales de equipamiento y determinando la mejor opción de acuerdo al objetivo del proyecto y a los condicionantes impuestos en cada Caso. Se han evaluado diez caudales de equipamiento para cada Caso, para un total de 70 proyectos en total para el caso base. Para el análisis de sensibilidad se han evaluado un total de 1.132 proyectos.

Los resultados muestran que, de los siete casos analizados, en cuatro el proyecto óptimo es el mismo. En concreto, los proyectos tipo 2, el cual representa el típico caso de promotor privado, el proyecto óptimo tiene una potencia de 3.534 kW. En el Caso 1 el proyecto es más grande (11.201 kW), mientras que los proyectos más pequeños resultan en los Casos 3 (940 kW) y 4 (353 kW).

En el Caso 1, el objetivo final del proyecto es maximizar la producción, y hacerlo sin incurrir en pérdidas a lo largo de la vida útil del proyecto. Dado que la central será estatal, no se busca una rentabilidad concreta, sino más bien que la inversión sea sostenible en el tiempo, para lo cual, la función objetivo fue obtener una TIR igual a la tasa social de descuento (12%). En este Caso no existe financiación ajena, por lo que toda la inversión se acomete con fondos propios. Para el rango de proyectos evaluados, se han encontrado tasas internas de retorno desde 11,43%

hasta 21,64%, con una media de 17,20%. La inversión total promedio requerida fue de US\$2.260/kW, y la ratio I/P medio resultante de US\$0,483/kWh. El proyecto óptimo corresponde a una potencia de 11.201 kW, para un caudal de equipamiento (Q_p) de 4,75 m³/s. El factor de planta es el más bajo de todos los Casos (33,18%), sin embargo, es el Caso de mayor producción energética, con 32.484 MWh/año de media en los 20 años de simulación. El coste unitario de esta solución es US\$1.741/MWh, y una ratio I/P de US\$0,600/kWh

El Caso 2.1 es similar al Caso 1 en cuanto que se acometen las inversiones con fondos propios en su totalidad. También se han evaluado proyectos en el mismo rango de tamaños que en el Caso 1, por lo que las inversiones en ambos Casos son las mismas y los resultados para los índices económico-financieros son los mismos. Así, se encontraron tasas internas de retorno desde 11,43% hasta 21,64%, y una media de 17,20%. El proyecto óptimo para este Caso, es aquel con una TIR máxima, el cual resultó en 3.534 kW, para un caudal de equipamiento de 1,50 m³/s. La TIR del promotor obtenida fue de 21,64%, para un proyecto de US\$2.437/kW de coste unitario y una ratio I/P de US\$0,403/kWh. Tanto los proyectos de mayor como los de menor tamaño que la solución obtenida, presentaban tasas de retorno inferiores. Cabe hacer notar, que la ratio I/P del proyecto óptimo es la más baja de todos los proyectos evaluados en este Caso, siendo un 16,72% más baja que la media y un 34,86% que la mayor calculada, la cual corresponde al proyecto de 11.801 kW (I/P=US\$0,618/kWh).

El Caso 2.2 es el primero en el que se financia con fondos ajenos (deuda) parte de la inversión total, en concreto el 60%. El Caso impone un DSCR mínimo de 1,45 en todos los años de la simulación sin excepción, además de presentar como función objetivo la obtención del proyecto con mayor rentabilidad (TIR máxima). Este Caso presenta la facilidad de que el proyecto pueda recurrir a una asistencia financiera del promotor en caso de no cumplir el DSCR en algún año. Es decir, podrá solicitar al promotor una cantidad limitada, estrictamente para cumplir con el DSCR exigido en las condiciones de la deuda *senior*. Los resultados muestran tasas internas de retorno del promotor⁴⁵ que varían de 12,78% al 29,35%, para un promedio de 21,83%. El DSCR mínimo en todos los casos es 1,45, por lo que ningún proyecto es descartado debido al incumplimiento de este condicionante. El proyecto óptimo resultante tiene una potencia de 3.534 kW, que corresponde a un caudal de diseño de 1,50 m³/s. Este proyecto es el mismo encontrado en el Caso 2.1, pero con una rentabilidad superior (TIR = 29,35%). Los costes unitarios en general son superiores a los encontrados en los Casos anteriores debido a los gastos financieros incluidos en la inversión total. Estos costes oscilan entre US\$1.731/kW y US\$4.246/kW, obteniéndose para el proyecto óptimo un coste de US\$2.463/kW. En cuanto al índice I/P, el proyecto óptimo arroja un resultado de 0,407 US\$/kWh, el más bajo de los tamaños evaluados.

El Caso 2.3 es prácticamente idéntico al Caso 2.2 con la diferencia de que no se tiene acceso a una financiación adicional en caso de incumplir el DSCR. Los resultados muestran que para los proyectos en los que el DSCR ya es mayor que 1,45 en el Caso 2.2, las rentabilidades se mantienen sin cambio. Así, los resultados para los tamaños en el rango de 1.176 kW– 5.895 kW, muestran que las tasas internas de retorno varían entre 19,39% y 29,35%. El proyecto óptimo resultante se encuentra en este rango y es el mismo que en el Caso 2.2 (3.534 kW) por lo que sus cifras de rentabilidad son idénticas en ambos casos. Para proyectos mayores que 5.895 kW, las TIR varían ligeramente respecto al Caso 2.2 desde -0,003% hasta 0,002%. Esta variación se produce a debido a los intereses que se generan por la deuda subordinada en el Caso 2.2. Se observa que, si bien estos intereses se suman al flujo de caja del promotor, no siempre compensa realizar un préstamo al proyecto con las condiciones pactadas. La Tabla 60 muestra los

⁴⁵ Rentabilidad sobre el 40% de la inversión total.

préstamos a los que los proyectos del Caso 2.2 tuvieron que recurrir para cumplir con el objetivo de DSCR. Se observa que dichos préstamos, contabilizados como desembolsos en el flujo de caja del promotor, no empiezan a amortizarse hasta que los intereses son lo suficientemente altos como para compensar dichos desembolsos. Así, las rentabilidades obtenidas en el Caso 2.3 son mayores que en el Caso 2.2 cuanto menor sea la cantidad total de las deudas subordinadas en dicho Caso. Para el Proyecto Modelo, el hecho de asistir financieramente al proyecto en el Caso 2.2 compensa, respecto al Caso 2.3, a partir de potencias superiores a 11.801 kW, si bien las diferencias son mínimas. En cualquier caso, el proyecto óptimo no varía respecto al Caso anterior, ya que no hay influencia de la asistencia financiera que no se tiene en el Caso 2.3. En este sentido, los proyectos de mayor tamaño (8.257 kW – 11.801 kW) incumplen el DSCR mínimo, por lo que quedarían descartados independientemente de la rentabilidad obtenida.

Tabla nº 60: Resumen deuda subordinada Caso 2.2

Proyecto (Potencia en kW)	Nº Préstamos	Total préstamos (US\$)	TIR 2.3 – TIR 2.2
8.257	1	25.726,32	0,002%
9.438	1	222,288,08	0,011%
10.619	3	1.197.437,92	0,007%
11.801	4	1.971.292,02	-0,030%

Fuente: Elaboración propia

El Caso 2.4 también es un Caso con financiación, pero que recurre a dos préstamos con condiciones particulares para cada uno de ellos. Las rentabilidades obtenidas oscilan entre 11,59% y 23,41%, sobre el capital aportado, que en este caso es el 20% de la inversión total. La TIR promedio obtenida fue de 18,37%. El proyecto óptimo es el mismo que en los Casos 2.2 y 2.3 (3.534 kW), en el cual se obtiene una rentabilidad del 23,41%. El desempeño en cuanto al DSCR es el máximo para la deuda *senior*, alcanzándose un 2,19 (frente a 1,45 mínimo), muy superior a la media de las opciones analizadas que fue de 1,62. En cuanto a la deuda *mezzanine*, el DSCR medio fue de 1,37 (frente a 1,20 mínimo), y el del proyecto óptimo resultó en 2,31. El coste unitario de la solución obtenida fue de US\$2.471/kW, un 7,84% superior a la media, siendo la ratio I/P la más baja de las opciones analizadas (I/P=US\$0,408/kWh). Al igual que en el Caso 2.3, 4 de los 10 proyectos evaluados se descartarían por incumplimiento de DSCR. En este caso, los proyectos con potencias comprendidas entre 8.257 kW – 11.801 kW presentan incumplimientos en DSCR tanto en la deuda *senior* como en la deuda *mezzanine*.

El Caso 3 pretende determinar el proyecto óptimo tomando en cuenta un techo de gasto fijado para el Caso. Inicialmente se fijó una cantidad de US\$ 3.535.345,87, que corresponde al capital invertido en el Caso 2.3. Se evaluaron tamaños de proyecto más pequeños que en los Casos anteriores, con potencias que van desde 235 kW hasta 2.355 kW, que corresponden a caudales de equipamiento de 0,10 m³/s y 1,00 m³/s respectivamente. El techo de gasto se alcanza con una potencia de 406 kW ($Q_p=0,173$ m³/s). Las rentabilidades hasta este punto eran crecientes, variando desde -4,83% hasta 2,16%. La primera conclusión obtenida fue que, con este techo de gasto y las características del Proyecto Modelo, no se alcanza la rentabilidad fijada (12%), dado que la producción en el periodo de simulación imposibilitaba unos ingresos suficientes para compensar la inversión realizada. Debido a lo anterior, se subió el techo de gasto hasta alcanzar la TIR mínima. El proyecto óptimo se redefinió como aquél con el que se obtuviera la rentabilidad mínima, con la mínima inversión total acometida con fondos propios. El resultado fue un proyecto de 940 kW, cuya inversión total es US\$ 4.531.826,00 (US\$4.821/kW), y que arroja una rentabilidad del 12%. El caudal de equipamiento para esta opción es de 0,40 m³/s, un 20% del caudal medio anual del río en el punto de toma de la central.

En el **Caso 4** es el que presenta mayor número de condicionantes y de limitaciones para el dimensionamiento del proyecto, ya que presenta una demanda determinada y la imposibilidad de vender excedentes de producción al mercado eléctrico. La estructura de financiación consiste en acometer la inversión con un 20% de capital procedente de una donación, y un 80% mediante deuda *senior*. La central resultante deberá ser capaz de generar suficientes ingresos para hacer frente a la deuda, tener una reserva de caja para inversiones futuras (CAPEX) y un tamaño que satisfaga la demanda actual y a 20 años vista, en un mínimo del 95%. Además, las condiciones de la deuda *senior* incluyen cumplir con un DSCR mínimo de 1,45. En este tipo de proyectos se debe tener en cuenta que la tarifa de venta de energía será la estrictamente necesaria para cumplir con los condicionantes del Caso, ya que no se busca obtener una rentabilidad determinada considerando el aspecto social que representan este tipo de inversiones. Los condicionantes de este Caso se basan en proyectos similares realizados en Guatemala, como los estudiados por FSOLAR (2008). Se analizaron 10 tamaños de proyecto, que van desde los 235 kW hasta los 1.294 kW. La demanda en el año 1 de la simulación es de 1.534 MWh (197 kW) y 2.690 MWh (345 kW) en el año 20. Inicialmente se desarrollaron los cálculos con el precio de los Casos anteriores (US\$98,34/MWh), sin embargo, no se encontró ningún proyecto viable, ya que los ingresos no eran capaces de pagar la deuda ($DSCR < 1,45$, con valores de 0,44 en el mejor de los casos), ni de generar CAPEX y mucho menos de obtener rentabilidades nulas (se obtuvieron siempre VAN menores que cero). Por tanto, se evaluaron precios de venta de energía que van desde los US\$120/MWh hasta US\$270/MWh, observándose que a partir de este último precio se encontraban proyectos que cumplían todos los condicionantes del Caso. En concreto, únicamente 2 de los 10 proyectos evaluados cumplían con todos los condicionantes: un proyecto de 353 kW y otro de 470 kW. Del resto de proyectos, los de potencias 587 kW y 705 kW cumplían todos los requisitos menos la generación de CAPEX, mientras que el resto de proyecto de mayor tamaño incumplían, además del CAPEX, el condicionante del DSCR mínimo. El proyecto más pequeño (235 kW) fue descartado por no cumplir la potencia mínima, así como por no satisfacer la demanda en un 95%. De los dos proyectos que cumplen, se seleccionó el de 353 kW ($Q_p = 0,15 \text{ m}^3/\text{s}$), ya que presentaba una TIR de 12% ($VAN = 0$), frente a la $TIR = 9,77\%$ ($VAN = \text{US\$} - 452.435,00$) del proyecto de 470 kW de potencia. Como era de esperarse, el coste unitario de un proyecto pequeño es elevado, obteniéndose un valor de US\$5.515/kW para el proyecto óptimo. La ratio I/P para este proyecto se cifra en US\$ 0,535 kWh, la tercera más alta de los 10 proyectos analizados. En este sentido, cabe hacer notar que se encontró un comportamiento de la TIR completamente distinto al del resto de Casos. Mientras que, en aquellos, la TIR aumenta con el tamaño del proyecto hasta alcanzar un máximo para luego volver a valores mínimos, en el Caso 4 la TIR inicia en valores elevados y va decayendo conforme se aumenta el tamaño del proyecto. Esto se debe a la imposibilidad de generar ingresos adicionales conforme la inversión es mayor (debido al tamaño del proyecto): a mayor inversión e ingresos limitados por la demanda máxima, la TIR inevitablemente decrece, especialmente después del tamaño del proyecto óptimo.

Se realizó un **análisis de sensibilidad** a los Casos 2.2, 2.3 y 2.4 (Casos con financiación sin limitación por la demanda), con el objetivo de establecer si el dimensionamiento del Proyecto Modelo se ve afectado por la variación cuantitativa de algunas de las principales variables que definen dicha financiación. Las variables analizadas fueron el Grado de apalancamiento, la Tasa de Interés de la Deuda Senior, el Plazo de la Deuda Senior, el Precio de venta de la energía y los Caudales. Se evaluaron valores por debajo y por encima del valor utilizado en el proyecto modelo, modificando una variable y dejando el resto con los valores iniciales. En el caso de los Caudales, éstos se modificaron variando todos los caudales diarios multiplicándolos por un factor menor o mayor que uno. Los resultados muestran que, a excepción de los Caudales, el resto de variables analizadas no hacen que el proyecto óptimo varíe respecto al Caso base

(proyecto modelo). El Caso 2.3 presentó un único caso en el que el grado de apalancamiento influyó en el dimensionamiento del proyecto. En dicho Caso, para una financiación del 90%, el DSCR del proyecto con mayor TIR (3.534 kW) fue menor que 1,45, por lo que se descartó y se seleccionó como proyecto óptimo el siguiente de mayor rentabilidad y con cumplimiento del DSCR. En este Caso fue el proyecto de 2.355 kW de potencia $Q_p=1,00 \text{ m}^3/\text{s}$). De las variables analizadas, la más influyente para desplazar el proyecto óptimo fue la variación en los Caudales que llegan al sitio de toma. Como era de esperarse, los resultados muestran que independientemente del Caso, el proyecto óptimo es mayor o menor, conforme lo son los caudales circulantes respecto al caso base. En el Caso 2.2, disminuciones del caudal circulante del orden del 30% desplazan el proyecto óptimo de 3.534 kW a 2.355 kW, mientras que, para el lado opuesto, se necesita un aumento del 50% en los caudales para que el dimensionamiento sea mayor (4.714 kW). En el Caso 2.3 la situación es idéntica al Caso 2.2, por lo que la asistencia financiera por parte del promotor con la que se cuenta en este último Caso, no influye en la selección del proyecto óptimo. El Caso 2.4 presenta una mayor sensibilidad a los Caudales en cuanto a la selección del proyecto óptimo, ya que se necesita un aumento o una disminución del 30%, respecto a los Caudales originales, para que se produzca un desplazamiento en dicha selección. Como se verá en los siguientes párrafos, esto se debe a que la cantidad de condicionantes de este Caso, facilita la eliminación de un 42,42% de las 392 alternativas analizadas en el análisis de sensibilidad para este caso, pudiendo desplazar el proyecto óptimo respecto al resto de Casos.

El impacto medio de cada variable analizada sobre la TIR del promotor se define como la cantidad relativa que varía la TIR respecto al incremento de la variable analizada. Así, un impacto de 0,20 en el Grado de Apalancamiento significa que, si aumentamos el apalancamiento un 50%, por ejemplo, de 50% a 75%, la TIR resultante aumentará un 10% ($50\% \times 0,20$). Por tanto, si la TIR original era del 30%, el aumento en el Grado de Apalancamiento desplazará la TIR hasta un 33% ($30\% \times 10\%$). Los impactos medios de las variables evaluadas en el análisis de sensibilidad para los distintos Casos se muestran en la Tabla 61.

Tabla nº 61: *Impacto medio de las variables analizadas sobre la TIR del promotor.*

	Caso 2.2	Caso 2.3	Caso 2.4
Grado de Apalancamiento	0,20	0,20	
Tasa de Interés	-0,08	-0,08	-0,06
Plazo (años)	0,07	0,07	0,02
Precio (US\$/MWh)	0,47	0,47	0,34
Caudales (variación)	0,29	0,29	0,21

Fuente: Elaboración propia

Se observa que la variable que mayor impacto tiene en los resultados de la TIR es el precio de venta de la energía, obteniéndose valores más elevados en los Casos 2.2 y 2.3 (0,47, frente a 0,34 del Caso 2.4). La variación de caudales tiene un impacto de 0,29 para los Casos 2.2 y 2.3 y 0,21 para el Caso 2.4, lo que la sitúa como la segunda variable que más impacta en la rentabilidad del promotor. Las variables que menos impacto presentan están relacionadas con la financiación de las inversiones. La tasa de interés impacta menos en la TIR que el precio de la energía, encontrándose valores más bajos en el Caso 2.4 (-0,06 frente a -0,08 de los Casos 2.2 y 2.3). El símbolo negativo indica que cuanto mayor sea la tasa de interés, menor será la TIR resultante. En todos los Casos la TIR aumenta cuanto mayor sea el plazo de la deuda *senior*, con impactos de 0,07 para los Casos 2.2 y 2.3, y 0,02 para el Caso 2.4. Esto se explica debido a que las cuotas de los préstamos serán menores, cuanto más largo sea el plazo, lo cual facilitará

cumplir con el requisito del DSCR. Finalmente, el grado de apalancamiento es la tercera de las cinco variables que más impacta en los resultados (0,20 para los Casos 2.2 y 2.3): cuanto mayor sea el grado de apalancamiento, mayor será la rentabilidad del promotor. Esto se debe en parte a que entre mayor sea el grado de apalancamiento significa que el capital que inicialmente aporta el promotor tiende a ser menor, por lo que es más fácil alcanzar una rentabilidad determinada sobre dicha inversión inicial. Cuanto mayor sea el aporte inicial, y por tanto menor el apalancamiento, menos posibilidades se tendrán de aumentar la rentabilidad sobre dicho aporte. En el Caso 2.4, si bien existen más combinaciones para el grado de apalancamiento, los resultados muestran una conclusión similar al del resto de Casos. En este Caso, la combinación DS-DM con mayor TIR resulta 80-10, alcanzando un valor de 27,41%. Por otro lado, la combinación con menor rentabilidad fue DS-DM=40-10, para un grado de apalancamiento del 50%, y un TIR resultante de 20,50%.

Se analizó el Grado de Incumplimiento de las opciones evaluadas en el análisis de sensibilidad. Se considera que un proyecto incumple, si no alcanza alguno de los valores establecidos en cada Caso. Por ejemplo, un proyecto del Caso 2.4 se considera que incumple si, aunque supere el umbral de la TIR y el DSCR de la deuda senior, no alcanza el mínimo del DSCR de la deuda *mezzanine*. Se observa que, de las 1.132 alternativas evaluadas, el Caso 2.2 presenta una media de 23,20% de incumplimientos, frente a al 45,75% del Caso 2.3 y al 50,13% del Caso 2.4. Se ha encontrado que los proyectos con TIR máxima presentan ratios que se alejan de los incumplimientos, por lo que los condicionantes relacionados a la deuda no suelen influir en la selección del proyecto óptimo. No obstante, los resultados sugieren que entre más compleja sea la estructura financiera, mayor será la probabilidad de que un proyecto sea descartado. Esto es importante para aquellos promotores que realizan el dimensionamiento con criterios distintos a la maximización de la TIR. Por ejemplo, proyectos que, si bien trabajan como fluyente, pero poseen cierta regulación horaria (p.ej. con balsas o pequeños embalses) tenderán a sobredimensionar la central para incrementar la producción en horas punta. Estos proyectos podrían quedar descartados si se evalúan con los modelos de cálculo de este estudio, o bien, podrían al menos ser alertados sobre la necesidad de incluir la regulación de caudal y la discriminación horaria como parte del análisis económico-financiero del proyecto.

Los resultados muestran una relación directa entre el proyecto óptimo y la ratio I/P para los proyectos tipo 2. En los cuatros Casos, el dimensionamiento óptimo coincide con la ratio I/P más baja de los 10 tamaños evaluados en cada Caso, lo que sugiere que este indicador podría orientar sobre alrededor de qué tamaño de proyecto estaría el óptimo entre una serie de alternativas de diferentes potencias. Esta relación únicamente se cumple en aquellos Casos cuyo objetivo principal es la maximización de la rentabilidad, ya que para el resto de Casos no se encontró una relación evidente en este sentido.

8. CONCLUSIONES

8. CONCLUSIONES

8.1. GENERALES

Se ha realizado un análisis bibliográfico sobre los procedimientos usualmente utilizados para el cálculo de presupuestos de centrales hidroeléctricas en etapas de viabilidad. Se concluye que la **estimación paramétrica** es la metodología más utilizada debido a su facilidad de uso, y el grado de precisión en etapas tempranas del desarrollo de un proyecto hidroeléctrico. Existe información publicada a nivel internacional sobre los costes paramétricos de los componentes de centrales hidroeléctricas. En Centroamérica, organismos como la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), han realizado estudios en esta materia que, si bien datan de los años setenta, pueden servir de base para la generación de nuevos modelos. Estudios más recientes publicados por el Banco Mundial y el Departamento de Energía de los Estados Unidos, demuestran que la utilización de costes paramétricos para el cálculo de presupuestos de una central, sigue siendo una prácticamente actualmente vigente a nivel internacional.

De la bibliografía consultada se concluye que el dimensionamiento de una central hidroeléctrica, a nivel de estudios de viabilidad, es un proceso iterativo, en el cual, diferentes tamaños (potencias) de un mismo esquema son evaluados para determinar el proyecto óptimo. Esta evaluación se realiza usualmente en base a **criterios económicos** buscando principalmente maximizar la rentabilidad de las inversiones. El procedimiento genérico consiste en seleccionar un rango de caudales de equipamiento a evaluar, calcular el importe de las inversiones iniciales mediante estimaciones paramétricas, la producción energética, los desembolsos e ingresos durante la vida del proyecto y finalmente los índices económico-financieros de cada una de las analizadas. El proyecto óptimo obedecerá a los condicionantes impuestos inicialmente, que dependen a su vez del objetivo final de la inversión económica. En una gran parte de los casos la motivación es económica, por lo que se buscará maximizar la rentabilidad, mientras que, en otros, como en el caso de centrales estatales, primará satisfacer la máxima demanda al precio más bajo.

De los antecedentes analizados se desprende que, si bien los procedimientos para el dimensionamiento de centrales hidroeléctricas en la etapa de estudio de viabilidad son bastante genéricos, de **las variables analizadas** para el cálculo de los indicadores de rentabilidad, la estructura de financiación es una variable utilizada principalmente en estudios más avanzados. La financiación de las inversiones es un tema que suele dejarse para etapas más cercanas a la construcción de la central, donde ya se ha seleccionado el tamaño óptimo. Debido a esto es muy probable que no se haya realizado un análisis exhaustivo que mejore la certidumbre sobre la viabilidad de la central en etapas tempranas. De las metodologías revisadas, la **optimización por algoritmos** es la que confiere más importancia a la financiación de las inversiones. Debido a la potencia de los ordenadores actuales, la optimización por algoritmos ha posibilitado la inclusión de muchas más variables que las utilizadas en los estudios tradicionales. Sin embargo, la realización de algoritmos complejos es una tarea que conlleva mucho tiempo (y dinero) y es una actividad en que los promotores de proyectos hidroeléctricos no suelen invertir.

Debido a la falta de estudios concretos relacionados con el dimensionamiento de centrales hidroeléctricas en Guatemala donde el eje primordial sea la estructura de financiación de las inversiones, esta investigación ha pretendido desarrollar modelos de cálculo que sirvan para

evaluar dicha estructura como herramienta fundamental para la toma de decisiones. **Estos modelos servirían para demostrar que un Proyecto Modelo puede tener distintos tamaños óptimos, dependiendo de la estructura de financiación y del objetivo final de la central hidroeléctrica.**

En concreto, los resultados muestran que, para un mismo proyecto, **el tamaño óptimo varía dependiendo de la finalidad del mismo.** Se encontró que para el Caso 1, en el que la finalidad era suministrar la mayor cantidad de energía eléctrica, el proyecto óptimo fue de 11.201 kW, la mayor potencia de los casos analizados. Para los Casos de tipo 2 (2.1, 2.2, 2.3 y 2.4) el proyecto óptimo resultó en una potencia de 3.534 kW. En estos cuatro Casos, la finalidad principal era la maximización de la rentabilidad. **Los resultados muestran que, para proyectos con este fin, la estructura financiera no influye en el resultado del proyecto óptimo, ya que el proyecto con mayor TIR cumple los condicionantes impuestos en la estructura de financiación.** No obstante, dicha estructura financiera sí que influye en los indicadores VAN y TIR del promotor, encontrándose rentabilidades mayores en los Casos con financiación (2.2, 2.3 y 2.4). El Caso 3 demostró que el techo de gasto condiciona inevitablemente el tamaño de la central, ya que fue imposible dimensionar para la máxima rentabilidad debido a las limitaciones de presupuesto. El tamaño finalmente adoptado fue de 940 kW, con el cual se consigue la rentabilidad mínima exigida, pero sobrepasando el techo de gasto impuesto inicialmente. El Caso 4 presenta un gran número de restricciones, sin embargo, la que más limita el tamaño fue la demanda. Los resultados muestran que, si bien la estructura financiera y las necesidades de reserva de caja aumentaron el número de incumplimientos, la imposibilidad de vender excedentes de energía hizo que la central fuera de un tamaño lo estrictamente necesario para cumplir con la demanda futura. El tamaño óptimo, por tanto, resultó en 353 kW.

Se realizó un análisis de sensibilidad en los Casos 2.2, 2.3 y 2.4, que son los que conllevan financiación. El análisis tuvo como objetivo medir el impacto de cinco variables consideradas relevantes para el cálculo del proyecto óptimo. Cuatro de estas variables están relacionadas con la financiación: Grado de Apalancamiento, Tasa de Interés de la deuda *senior*, Plazo de la deuda *senior* y el Precio de venta de la energía. La quinta variable es el recurso (caudales), cuya influencia en cualquier proyecto hidroeléctrico es elevada. **Los resultados muestran que únicamente la variación de los Caudales circulantes es determinante** para la variación del dimensionamiento óptimo. Variaciones de +50% de los caudales desplazarían el proyecto óptimo a una potencia mayor, mientras que una reducción de los caudales de un 30% disminuiría la potencia óptima. Las variaciones de cualquiera de las otras cuatro variables⁴⁶ únicamente mejoran o empeoran los índices económico-financieros, pero el proyecto óptimo sigue siendo el mismo.

Del análisis de sensibilidad también se concluye que **entre más compleja sea la estructura financiera de un proyecto, mayor será la probabilidad de que el número de proyectos viables sea menor.** Esto importante tomando en cuenta que, si el objetivo del proyecto no es buscar una TIR máxima, o si bien, por motivos técnicos, ambientales o de otra índole, se decidiera elegir una potencia distinta a la que produce la TIR máxima, cabe la posibilidad de que este nuevo proyecto incumpla algún condicionante relacionado con la financiación. **Esto demuestra la importancia de incluir uno o varios esquemas de financiación en los modelos de análisis de viabilidad de centrales hidroeléctricas.**

⁴⁶ La variación de una variable dejando las otras fijas.

8.2. ESPECÍFICAS

Se han desarrollado siete modelos de toma de decisión para el dimensionamiento de centrales hidroeléctricas. Cuatro de los modelos responden a objetivos distintos. El modelo del Caso 1 modeliza centrales cuya finalidad es maximizar la producción con rentabilidades nulas. El Caso 2 y sus variantes es el modelo más común para inversiones privadas, variando la estructura de financiación, pero teniendo como objetivo principal maximizar la rentabilidad del promotor. El Caso 3 también evalúa proyectos que buscan maximizar rentabilidad, pero con un techo de gasto y sin posibilidad de financiación. Finalmente, el Caso 4 analiza proyectos aislados con demandas energéticas definidas.

Los modelos cumplen con los objetivos propuestos en la investigación, ya que son capaces de calcular el presupuesto de inversión, la producción energética, y los índices financieros necesarios para determinar el proyecto óptimo. Además, son capaces de calcular todo lo relacionado con los préstamos para financiación de las inversiones: pagos, periodos de gracia, gastos de financiación y el índice DSCR (*Debt Service Coverage Ratio*). En general, los modelos, que se han implementado en Microsoft Excel, son capaces de manejar todos los condicionantes impuestos en los distintos Casos, y de realizar los cálculos iterativos necesarios para verificar gráfica y analíticamente la evolución de la TIR y el VAN.

8.3. SECUNDARIA

Para el cálculo de los costes directos de construcción se ha utilizado el software RETScreen (NRC, 2005). Se utilizó el Método 1 del módulo de presupuestos de minicentrales hidroeléctricas de RETScreen, el cual fue desarrollado a partir de la evaluación de costes de centrales ubicadas principalmente en Canadá. Para aplicar el módulo en cualquier país del mundo, los autores incluyeron en las fórmulas factores de relación de costes entre el país destino y Canadá. Se realizó una investigación para estimar tales factores, para posteriormente validarlos con proyectos desarrollados en Guatemala (Presupuestos Base), cuyos costes se obtuvieron de los correspondientes estudios de viabilidad.

De los cálculos realizados se encontró que los presupuestos obtenidos con RETScreen son en promedio un 11% mayores que los calculados por métodos convencionales, utilizando cantidades de obra y precios unitarios a nivel de Estudios de Viabilidad (Factibilidad). Esta precisión en etapas tempranas del desarrollo de proyectos hidroeléctricos fue suficiente para adoptar el software RETScreen como modelo para el cálculo de presupuestos de esta investigación.

La Tabla 62 resume los factores de relación de costes encontrados para el presente estudio.

Tabla nº 62: Factores de relación de costes

Factor	Valor
Tipo de cambio USD/CAD	0,93
Tipo de cambio GTQ/USD	7,77
Relación de costes de equipos de construcción local vs canadiense (Ec)	1
Relación de costes de combustibles local vs. canadiense (Fc)	0,8999
Relación de costes laborales local vs canadiense (Lc)	0,1387
Coeficiente de coste de fabricación de los equipos (K)	1

Fuente: Elaboración propia

8.4. LIMITACIONES

La limitación principal de este estudio es la imposibilidad de evaluar proyectos con embalse de regulación. Esto se debe a que no se tuvo acceso a información fiable de proyectos recientes con embalse de regulación ubicados en Guatemala, especialmente lo relacionado a los presupuestos de inversión. Para poder calibrar y validar RETScreen como software para el módulo de presupuestos de los modelos diseñados, era necesario contar con varios proyectos con presas de gran tamaño, tal y como se hizo con los proyectos fluyentes. Se desconoce la precisión del software para calcular el coste de presas de gran tamaño. De haber tenido dicha información, se hubiera calibrado el software, o incluso añadido un módulo adicional únicamente para el cálculo del presupuesto de la presa, basado en información reciente y local de precios unitarios. Además, se hubiera añadido un módulo de producción energética con discriminación horaria, para tomar en cuenta varios tamaños de embalse hasta encontrar el óptimo. Se hubiera añadido a cada Caso, una variante con embalse de regulación, para determinar si, de acuerdo a la hidrología y a los distintos condicionantes, era más conveniente un proyecto con o sin embalse de regulación. Esta sin duda es una interesante línea de investigación a seguir en futuras investigaciones.

9. BIBLIOGRAFÍA

9. BILIOGRAFÍA

AMLO (2016). *Propuesta indicativa para crédito*. Energías Renovables AMLO, S.A. Guatemala.

AMM (2014). *Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2014-2028*. Ciudad de Guatemala, Administrador del Mercado Mayorista – AMM.

AMM (s.f.). *Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala*. Ciudad de Guatemala, Administrador del Mercado Mayorista – AMM.

Anagnostopoulos y Panantonis, (2007). *Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant*. En revista Energy Conversion and Management. Elsevier.

ANG. (s.f.). *Éxitos de Mercado*. <http://www.ang.org.gt/exitos-del-mercado/> Consultado el 1 de mayo de 2015.

ARECA. (2009). *Análisis del mercado guatemalteco de energía renovable*. Tegucigalpa, Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá - ARECA.

ARECA. (2010). *Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en Guatemala*. Tegucigalpa, Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá - ARECA.

ARECA. (2012). *Análisis Comparativo del Marco Regulatorio, Incentivos y Sistema Tarifario de Precios Existentes, para la compra/generación de Electricidad de plantas de Energía Renovable en Centroamérica y Panamá: GUATEMALA*. Tegucigalpa, Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá - ARECA.

Baca, G. (2006). *Evaluación de proyectos*. Quinta edición. México, McGraw Hill.

BCIE (2010). *Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en Guatemala*. Banco Centroamericano de Integración Económica. Tegucigalpa.

Brealey, R.; Myers, S. y Allen, F.(2011). *Principles of Corporate Finance*. Décima Edición. McGraw Hill.

Campos, J., T. Serebrisky y A. Suárez-Alemán (2015): “*Porque el tiempo pasa: evolución teórica y práctica en la determinación de la tasa social de descuento*”, IDB Nota Técnica IDB-TN-831, Sector de Infraestructura y Medio Ambiente, Washington DC. Disponible online en <https://publications.iadb.org/>. Existe versión en inglés con el título “Time Goes By: Recent Developments on the Theory and Practice of the Discount Rate.”

Campos, J., T. Serebrisky y A. Suárez-Alemán (2016): “*Tasa de descuento social y evaluación de proyectos: algunas reflexiones para América Latina y el Caribe*”. Interamerican Development Bank. IDB-MG-413. Washington, DC.

CEPAL (1976a). *Costes de Proyectos Hidroeléctricos en el Istmo Centroamericano*. Anexo 2. México. Comisión Económica para América Latina – CEPAL.

CEPAL (1976b). *Estimación de los costes de inversión de proyectos hidroeléctricos para varias alternativas de potencia instalada*. Versión provisional. México. Comisión Económica para América Latina – CEPAL.

CEPAL (1976c). *Curvas de costes de obras de proyectos hidroeléctricos*. Anexo 2-A. México. Comisión Económica para América Latina – CEPAL.

CNEE (2014). *Informe estadístico de mercado 2013*. Ciudad de Guatemala, Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE.

Crompton, C. (2010), *The Feed-in-tariff: The Consultation Story and Opportunities for the Hydro Industry*, Presentation to British Hydro Association's 2010 annual conference, Glasgow.

Cuesta y Vallarino (2000). *Aprovechamientos Hidroeléctricos Tomo I*. Primera Edición. Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.

Ecofys, Fraunhofer ISI, TU Vienna EEG and Ernst & Young (2011), *Financing Renewable Energy in the European Energy Market: Final Report*. Utrecht, Ecofys.

FSOLAR (2008). *Pequeña Central Hidroeléctrica. Comunidad Chimachó, Cubulco, BajaVerapaz. Perfil de Proyecto*. Fundación Solar. Ciudad de Guatemala.

Goldsmith, K. (1993). *Economic and Financial Analysis of Hydropower Projects*. Trondheim, Norwegian Institute of Technology – Division of Hydraulic Engineering.

Gordon, J. (1989). *Black boxing hydro costs*. In Invited presentation for World Bank staff at the hydropower cost seminar organized by Independent Project Analysis Inc., Washington.

Hall, D. et al.,(2003). *Estimation of Economic Parameters of U.S. Hydropower Resources*. Idaho Falls, Idaho National Engineering and Environmental Laboratory.

Hamaker, J. (1995). "Discounted Cash Flow Analysis" en Stewart, R. (comp). *Cost Estimator's Reference Manual*. Second Edition. New York, John Wiley & Sons, Inc.

Hertz, D. (1964). *Risk Analysis in Capital Investment*. Harvard Business Review 42 (jan-feb) 96-108.

IEA (2010c), *Energy Technology Perspectives 2010*, Paris, OECD/IEA.

HIDRALIA (2012). *Proyecto Hidroeléctrico Chibalam. Estudio de Factibilidad*. Hidralia Energía. Ciudad de Guatemala.

IDAE, (2006). *Minicentrales Hidroeléctricas*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid.

INEA (1995). *Guía de Diseño para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*. Santafé de Bogotá, Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas – INEA.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía – IDAE, (2006). *Manuales de Energías Renovables -6: Minicentrales Hidroeléctricas*. Madrid, APIA.

International Renewable Energy Agency – IRENA, (2012). *Renewable energy technologies: cost analysis series: Volume 1: Power Sector*. Bonn, IRENA.

Lako, P. et al. (2003), *Hydropower development with a focus on Asia and Western Europe. Overview in the framework of VLEEM 2*, ECN and Verbundplan, The Netherlands

Leyland, B. (2014). *Small hydroelectric engineering practice*. Leiden, CRC Press/Balkema.

Loforte, F. (2001). *El sistema BOT: el caso portugués*. En Revista Ingeniería de la Construcción, Volumen 16 N°2, julio-diciembre 2001. Pontificia Universidad Católica de Chile.

Lopes de Almeida, et. al. (2006). *OPAH a model for optimal design of multipurpose small hydropower plants*. En revista Advances in Engineering Software 37 (2006) 236-247. Elsevier.

MAGA (2001). *Mapa de Precipitación Promedio Mensual de la República de Guatemala*. Ministerio de Agricultura, Ganadería y Alimentación. Unidad de Políticas e Información Estratégica (UPIE). Laboratorio de Sistemas de Información Geográfica. Guatemala.

Martínez, G. y Serrano, M. (2004). *Minicentrales Hidroeléctricas. Mercado Eléctrico, Aspectos Técnicos y Viabilidad Económica de las Inversiones*. Primera Edición. Madrid, BELLISCO. Ediciones Técnicas y Científicas.

Mateos, A. (s.f.). *Algoritmos Evolutivos y Algoritmos Genéticos*. Trabajo de Ingeniería de la Telecomunicación. Madrid. Universidad Carlos III.

MEM, (s.f.). *Subsector Eléctrico en Guatemala*. Ministerio de Energía y Minas de Guatemala – MEM.

Mendiola, A. et al.,(2012). *Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica. Análisis comparativo entre el Perú y Colombia*. Primera Edición. Lima, Universidad ESAN.

Morrow, E. & Shangraw, R. (1990). *Understanding the costs and schedules of World Bank supported hydroelectric projects*. Washington, The World Bank.

Montero, I. (2007). *Aprovechamientos hidroeléctricos - Energía minihidráulica*. León. Área de Máquinas y Motores Térmicos. Universidad de Extremadura.

Morales, A. & Morales, J. (2009). *Proyectos de inversión. Evaluación y formulación*. México, McGraw Hill.

Natural Resources Canadá – NRC (2005). *Clean Energy Project Analysis. RETScreen Engineering & Cases Textbook*. Third Edition. Minister of Natural Resources Canada

OLADE (2011). *NICARAGUA. Informe Final. Producto 3: Mecanismos Financieros*. Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe – Olade. Nicaragua.

Ortegón, E. y J.F. Pacheco (2004): “*Los sistemas nacionales de inversión pública en Centroamérica: marco teórico y análisis comparativo multivariado*”, Serie Manuales No. 34, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), Área de proyectos y programación de Inversiones, CEPAL, Agosto.

Ortegón, E. y J.F. Pacheco (2005): “*Los sistemas nacionales de inversión pública en Argentina, Brasil, México, Venezuela, y España como caso de referencia (cuadros comparativos)*”, Serie Manuales No. 40, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), Área de proyectos y programación de Inversiones, CEPAL, Junio.

Ortegón, E. y D. Dorado (2006): “*Los sistemas nacionales de inversión pública en Barbados, Guyana, Jamaica y Trinidad y Tobago*”, Serie Manuales No. 46, Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), Área de proyectos y programación de Inversiones, CEPAL, Enero.

Palacios y Guerrero (2000). *Metodología y algoritmos para la selección óptima del caudal en una central hidroeléctrica*. En revista Energía y Computación, Volumen IX, N°2 – Segundo trimestre de 2000 – Edición 16. Cali, Colombia. Universidad del Valle.

Pérez, S.; Cruz, D. y Quiroz, L. (s.f.). *Análisis de sensibilidad de indicadores financieros en la evaluación de inversiones en Mipymes*. Universidad Nacional Autónoma del Estado de Hidalgo. http://www.uaeh.edu.mx/investigacion/productos/5508/analisis_de_sensibilidad.pdf consultado el 29 de abril de 2015.

Powers, T.A. (1981): “*Estimating accounting prices for social projects*”, Inter-American Development Bank, Washington, DC.

Rodríguez, G. (2012). *Formulación y evaluación financiera y social de proyectos de inversión*. Cuarta Edición. La Habana, Facultad de Economía – Universidad de La Habana.

SEGEPLAN, 2013. “*Análisis de gestión del riesgo en proyectos de inversión pública*”. Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia. Ciudad de Guatemala.

SEGEPLAN, 2016. “*Normas del Sistema Nacional de Inversión Pública: Ejercicio Fiscal 2017*”. Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia. Ciudad de Guatemala.

Souto, G. (s/f). *La selección de la tasa social de descuento*. Universidad Autónoma de Barcelona.

Tuhtan, J. (2007). *Cost Optimization of Small Hydropower*. Tesis de Maestría. Alemania, Water Resources Engineering and Management – WAREM. Universität Stuttgart.

USACE (1985). *Engineering and Design – Hydropower. Chapter 6: Powerplant Sizing*. United States Army Corps of Engineers.

Warnick, C.C. (1984). *Hydropower Engineering*. Englewood Cliffs, New Jersey. Prentice Hall.

ANEXO 1: CAUDALES DIARIOS PROYECTO MODELO

Día	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
1	0,861	0,861	0,861	0,861	0,457	0,392	0,283	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861	0,392	0,861	0,392	0,457	0,861
2	0,673	0,960	1,044	0,395	0,457	0,392	0,283	0,991	0,551	0,781	0,539	0,549	0,420	0,508	0,753	0,392	0,549	0,392	0,457	0,395
3	0,973	0,960	1,375	0,434	0,457	0,392	0,283	0,991	0,551	0,781	0,539	0,549	0,420	0,508	0,753	0,392	0,549	0,392	0,457	0,434
4	0,898	0,960	1,190	0,608	0,457	0,392	0,283	0,904	0,500	0,781	0,539	0,503	0,420	0,458	0,753	0,392	0,503	0,392	0,457	0,608
5	0,823	0,894	1,283	0,635	0,457	0,392	0,283	0,904	0,500	0,781	0,539	0,503	0,420	0,458	0,687	0,392	0,503	0,392	0,457	0,635
6	0,446	0,827	1,653	0,662	0,418	0,392	0,283	0,904	0,500	0,781	0,539	0,503	0,420	0,458	0,623	0,392	0,503	0,392	0,418	0,662
7	1,219	0,827	1,560	0,475	0,418	0,392	0,283	0,904	0,500	0,781	0,539	0,549	0,420	0,458	0,539	0,392	0,549	0,392	0,418	0,475
8	1,585	0,827	1,468	0,475	0,418	0,392	0,283	0,904	0,799	0,781	0,539	0,549	0,383	0,458	0,513	0,392	0,549	0,392	0,418	0,475
9	1,490	0,771	1,283	0,608	0,418	0,392	0,283	0,904	0,454	0,781	0,539	0,549	0,383	0,508	0,513	0,392	0,549	0,392	0,418	0,608
10	0,748	0,715	1,190	0,514	0,418	0,392	0,283	0,991	0,454	0,781	0,539	0,549	0,383	0,508	0,513	0,392	0,549	0,392	0,418	0,514
11	0,673	0,715	0,972	0,475	0,418	0,392	0,283	1,085	0,411	0,714	0,539	0,549	0,383	0,563	0,463	0,392	0,549	0,392	0,418	0,475
12	0,598	0,894	1,044	0,395	0,418	0,954	0,283	1,189	0,411	0,714	0,539	0,549	0,383	0,593	0,463	0,954	0,549	0,954	0,418	0,395
13	0,523	0,960	1,044	0,554	1,314	1,920	0,283	1,085	0,411	0,714	0,539	0,503	0,383	0,623	0,463	1,920	0,503	1,920	1,314	0,554
14	0,523	0,960	1,117	0,475	1,100	1,675	0,283	1,085	1,137	0,714	0,539	0,503	0,383	0,623	0,418	1,675	0,503	1,675	1,100	0,475
15	0,448	0,960	1,044	0,514	3,449	1,447	0,283	1,085	0,640	0,714	0,539	0,503	0,383	0,623	0,418	1,447	0,503	1,447	3,449	0,514
16	0,446	0,960	0,972	0,355	0,815	1,286	0,283	0,991	0,956	0,714	0,594	0,503	0,383	0,831	0,418	1,286	0,503	1,286	0,815	0,355
17	0,446	0,960	0,898	0,554	0,815	1,286	0,283	0,991	0,956	0,714	0,594	0,503	0,365	1,053	0,418	1,286	0,503	1,286	0,815	0,554
18	0,396	0,960	0,898	0,662	0,997	1,184	0,335	0,904	0,879	0,714	0,594	0,549	0,348	1,969	0,418	1,184	0,549	1,184	0,997	0,662
19	0,396	0,827	0,772	0,554	1,543	1,184	0,422	0,904	1,731	0,651	0,651	0,549	0,348	1,108	0,418	1,184	0,549	1,184	1,543	0,554
20	3,868	0,827	1,117	0,514	0,698	1,086	0,452	0,904	1,137	0,651	0,651	0,549	0,348	0,872	0,418	1,086	0,549	1,086	0,698	0,514
21	0,446	0,827	1,375	0,514	0,591	0,993	0,517	1,137	0,999	0,651	0,651	1,209	0,348	0,831	0,376	0,993	1,209	0,993	0,591	0,514
22	0,446	0,894	2,022	0,554	0,544	0,904	0,517	1,232	0,799	0,651	0,594	4,241	0,348	0,794	0,376	0,904	4,241	0,904	0,544	0,554
23	3,842	1,258	1,560	0,554	0,544	0,777	0,623	1,395	0,730	0,221	0,594	3,197	0,348	0,756	0,304	0,777	3,197	0,777	0,544	0,554
24	3,842	2,524	1,117	0,514	0,499	0,623	1,687	1,395	0,665	0,651	0,594	3,015	0,348	0,722	0,304	0,623	3,015	0,623	0,499	0,514
25	0,353	1,809	2,268	1,117	0,457	0,484	0,710	2,481	0,551	0,651	0,539	2,675	0,348	0,687	0,304	0,484	2,675	0,484	0,457	1,117
26	0,353	1,710	2,873	0,826	0,457	0,452	0,517	1,568	0,551	1,014	0,594	2,675	0,348	0,655	0,304	0,452	2,675	0,452	0,457	0,826
27	0,446	1,611	3,024	0,662	0,457	0,452	0,452	1,335	0,454	1,014	0,651	2,439	0,348	0,623	0,304	0,452	2,439	0,452	0,457	0,662
28	1,219	1,611	3,782	5,932	0,457	0,452	0,454	1,189	0,411	0,781	0,651	2,365	0,348	0,563	0,304	0,452	2,365	0,452	0,457	5,932
29	1,585	1,339	3,213	0,772	0,457	0,452	1,148	1,189	1,137	0,781	1,246	2,018	0,649	0,508	0,304	0,452	2,018	0,452	0,457	0,772
30	0,598	1,339	3,024	0,514	0,418	0,452	3,169	0,991	0,730	0,781	2,714	2,516	1,443	0,458	0,304	0,452	2,516	0,452	0,418	0,514
31	0,448	1,258	3,971	0,514	0,418	0,452	1,184	0,991	0,454	0,781	4,276	4,241	2,018	2,712	0,304	0,452	4,241	0,452	0,418	0,514
32	0,861	0,861	6,030	0,861	0,418	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861	4,307	1,723	1,183	1,723	0,861	0,861	1,723	0,861	0,418	0,861
33	0,598	0,960	4,882	0,434	0,418	1,089	0,551	1,283	0,454	0,714	1,835	1,600	0,348	1,195	1,278	1,089	1,600	1,089	0,418	0,434
34	0,523	1,029	3,971	0,514	0,418	1,563	0,551	1,964	0,454	0,748	1,014	3,690	0,420	1,636	2,234	1,563	3,690	1,563	0,418	0,514
35	0,748	0,960	3,592	0,475	0,418	2,329	0,898	1,395	0,551	0,651	4,688	2,221	0,420	2,427	1,916	2,329	2,221	2,329	0,418	0,475

Dia	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
36	0,748	0,894	5,932	0,514	0,418	3,139	1,887	1,680	0,865	0,591	2,904	1,546	0,420	15,259	1,703	3,139	1,546	3,139	0,418	0,514
37	1,490	0,827	23,301	0,514	1,512	2,531	0,586	1,588	0,730	0,854	2,201	1,004	0,420	7,672	1,278	2,531	1,004	2,531	1,512	0,514
38	1,301	0,827	7,169	0,434	0,617	2,048	0,950	1,395	0,730	5,769	2,201	0,861	0,549	3,502	1,916	2,048	0,861	2,048	0,617	0,434
39	0,748	0,827	3,024	0,608	0,478	1,737	0,519	1,395	0,730	3,104	4,018	3,197	0,549	2,227	2,408	1,737	3,197	1,737	0,478	0,608
40	0,673	3,273	2,268	0,554	0,438	1,339	0,517	4,548	0,730	2,447	3,104	3,197	0,503	1,969	2,408	1,339	3,197	1,339	0,438	0,554
41	0,673	4,178	1,776	0,475	1,418	1,135	0,517	1,886	0,730	1,835	2,904	2,365	0,503	1,969	4,743	1,135	2,365	1,135	1,418	0,475
42	0,673	2,524	2,873	0,554	0,997	1,086	0,517	2,119	2,222	1,014	4,979	4,241	0,460	1,636	3,339	1,086	4,241	1,086	0,997	0,554
43	0,598	2,261	2,570	0,434	0,643	1,086	0,517	1,921	2,145	0,854	7,642	4,241	0,460	2,886	2,791	1,086	4,241	1,086	0,643	0,434
44	0,598	0,960	1,776	0,514	0,617	0,993	1,126	1,731	1,662	0,854	7,642	4,852	1,209	2,582	2,791	0,993	4,852	0,993	0,617	0,514
45	0,523	0,894	1,560	0,514	1,585	0,948	2,020	1,731	1,731	1,835	4,276	4,852	1,209	2,130	2,408	0,948	4,852	0,948	1,585	0,514
46	0,898	1,029	5,932	0,395	2,185	0,861	1,675	1,680	1,594	1,519	4,276	4,241	0,677	2,394	2,791	0,861	4,241	0,861	2,185	0,395
47	1,055	1,421	3,971	0,514	1,314	1,920	1,880	1,559	1,594	1,519	3,104	3,197	0,549	2,394	2,501	1,920	3,197	1,920	1,314	0,514
48	1,055	1,917	3,213	1,117	0,815	2,856	1,148	1,395	1,352	1,519	3,104	3,197	1,209	1,969	2,234	2,856	3,197	2,856	0,815	1,117
49	1,137	4,178	7,169	0,972	0,910	1,687	0,551	1,395	1,464	1,350	4,018	2,756	2,084	1,893	2,408	1,687	2,756	1,687	0,910	0,972
50	1,137	6,590	9,329	0,972	0,617	3,070	3,169	2,533	1,662	1,297	4,276	1,891	3,690	1,543	1,916	3,070	1,891	3,070	0,617	0,972
51	1,137	12,447	8,204	1,283	0,591	4,849	3,515	2,317	1,594	1,196	4,276	1,394	2,018	1,302	1,843	4,849	1,394	4,849	0,591	1,283
52	1,055	2,222	23,301	1,560	0,544	5,886	6,234	2,248	1,137	1,196	5,769	1,209	1,004	1,144	1,843	5,886	1,209	5,886	0,544	1,560
53	0,973	10,078	8,204	1,560	0,521	3,911	3,801	1,981	1,137	1,103	4,979	0,896	0,829	1,094	1,916	3,911	0,896	3,911	0,521	1,560
54	0,898	6,030	3,024	1,283	0,499	2,329	2,250	3,170	3,721	1,103	5,373	3,690	0,829	1,094	1,843	2,329	3,690	2,329	0,499	1,283
55	1,585	3,790	3,971	0,972	0,499	1,983	1,235	4,936	3,721	1,014	5,769	6,281	0,649	1,000	1,771	1,983	6,281	1,983	0,499	0,972
56	2,153	2,392	3,213	0,898	0,499	1,920	1,184	4,936	2,377	1,014	5,769	6,768	0,765	0,956	1,635	1,920	6,768	1,920	0,499	0,898
57	2,024	1,917	2,721	0,898	0,499	1,796	1,040	4,841	2,033	1,014	5,769	3,690	2,756	0,831	1,571	1,796	3,690	1,796	0,499	0,898
58	2,024	1,809	2,145	0,772	0,567	1,505	0,904	2,912	1,731	1,014	4,276	2,756	2,018	0,794	1,508	1,505	2,756	1,505	0,567	0,772
59	1,585	1,710	1,653	0,662	0,593	1,235	0,904	2,455	1,731	1,014	4,276	2,079	2,018	0,756	1,393	1,235	2,079	1,235	0,593	0,662
60	1,585	1,611	1,560	0,475	0,457	1,393	0,904	2,050	4,505	0,972	4,276	1,830	3,690	0,722	1,333	1,393	1,830	1,393	0,457	0,475
61	1,895	1,421	1,283	0,475	0,457	1,393	2,526	1,792	3,144	0,931	4,276	1,546	4,125	0,687	1,278	1,393	1,546	1,393	0,457	0,475
62	0,861	1,723	1,723	0,861	0,861	1,723	1,723	0,861	1,723	1,723	4,307	1,723	2,584	0,861	1,723	1,723	1,723	1,723	0,861	0,861
63	0,898	1,421	1,560	0,514	0,500	2,675	1,508	1,731	1,594	1,519	3,104	1,394	2,365	1,302	1,843	2,675	1,394	2,675	0,500	0,514
64	0,823	1,339	1,375	0,514	0,881	2,329	0,820	3,299	1,594	0,931	2,447	1,546	2,152	1,969	1,703	2,329	1,546	2,329	0,881	0,514
65	0,748	1,258	2,570	1,117	0,521	1,920	0,738	3,135	1,594	0,931	2,363	1,494	2,084	3,502	1,571	1,920	1,494	1,920	0,521	1,117
66	0,748	1,180	4,882	0,972	0,478	1,675	0,623	2,679	2,567	1,014	2,048	1,546	2,365	6,201	1,389	1,675	1,546	1,675	0,478	0,972
67	0,673	1,098	2,419	0,826	0,679	1,447	0,586	2,386	2,197	2,904	2,622	1,600	2,221	10,227	1,389	1,447	1,600	1,447	0,679	0,826
68	0,598	1,098	2,268	2,145	0,499	1,135	0,551	2,248	2,033	1,703	3,104	3,197	1,712	13,478	1,278	1,135	3,197	1,135	0,499	2,145
69	0,973	1,339	2,022	2,873	0,500	1,286	0,517	1,981	2,197	1,519	4,276	2,018	1,656	5,247	1,278	1,286	2,018	1,286	0,500	2,873
70	1,055	1,421	1,653	0,772	1,407	1,393	0,517	1,861	2,033	1,404	5,769	1,494	1,600	4,120	1,226	1,393	1,494	1,393	1,407	0,772

Día	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
71	1,055	1,421	2,268	0,898	14,864	1,393	0,517	1,395	1,731	1,404	5,769	1,209	1,394	3,851	1,174	1,393	1,209	1,393	14,864	0,898
72	0,898	1,516	3,024	0,898	2,078	1,339	0,517	1,283	1,731	1,149	4,276	1,209	1,209	2,782	1,078	1,339	1,209	1,339	2,078	0,898
73	0,973	2,024	3,592	0,514	2,959	1,184	0,517	1,189	1,731	0,854	3,538	1,209	1,209	2,135	1,078	1,184	1,209	1,184	2,959	0,514
74	2,834	2,024	3,782	0,554	1,795	1,086	0,517	1,085	1,594	1,835	3,104	1,443	1,209	2,135	1,032	1,086	1,443	1,086	1,795	0,554
75	3,687	1,809	3,213	1,560	0,815	0,993	0,517	1,085	1,042	2,201	3,003	1,712	1,209	1,694	0,987	0,993	1,712	0,993	0,815	1,560
76	2,834	1,809	2,145	1,560	0,847	0,904	0,517	1,085	1,042	1,835	3,653	1,600	0,829	1,302	0,864	0,904	1,600	0,904	0,847	1,560
77	2,153	2,024	1,776	1,283	8,260	0,904	0,517	1,085	1,094	1,639	3,104	1,600	1,712	1,302	0,753	0,904	1,600	0,904	8,260	1,283
78	2,024	2,024	1,853	1,117	3,595	0,904	0,517	1,085	1,594	1,461	2,622	1,494	1,600	1,636	0,753	0,904	1,494	0,904	3,595	1,117
79	1,490	1,917	1,560	0,772	2,523	0,904	0,710	0,904	1,137	1,196	2,363	1,494	1,600	1,969	0,753	0,904	1,494	0,904	2,523	0,772
80	1,055	1,809	1,560	0,972	1,314	0,904	2,325	0,904	1,042	1,835	2,201	1,494	1,209	1,969	0,753	0,904	1,494	0,904	1,314	0,972
81	0,973	2,524	1,560	1,044	0,948	0,904	2,725	0,904	1,042	8,743	2,201	1,494	1,712	1,969	0,753	0,904	1,494	0,904	0,948	1,044
82	0,748	3,101	2,570	1,776	0,784	0,904	2,329	0,991	0,956	4,979	2,201	1,494	1,209	1,747	0,753	0,904	1,494	0,904	0,784	1,776
83	0,673	2,524	2,873	6,480	0,784	0,904	2,034	0,991	0,956	3,653	2,201	1,394	2,675	1,969	0,753	0,904	1,394	0,904	0,784	6,480
84	0,598	2,392	2,145	5,658	0,815	2,329	2,675	0,991	0,956	3,104	2,048	1,546	2,365	2,427	0,753	2,329	1,546	2,329	0,815	5,658
85	0,523	2,261	1,560	1,776	0,815	2,675	4,615	0,991	0,879	4,276	2,048	3,690	2,152	2,427	0,753	2,675	3,690	2,675	0,815	1,776
86	0,523	2,024	3,782	1,653	0,997	1,687	9,117	4,850	0,837	3,538	6,654	2,927	1,546	6,283	0,753	1,687	2,927	1,687	0,997	1,653
87	0,446	1,809	3,213	1,776	3,524	3,070	4,117	4,359	0,799	3,316	4,276	2,520	0,829	2,886	1,016	3,070	2,520	3,070	3,524	1,776
88	0,446	1,421	2,570	1,776	1,506	3,995	4,201	2,601	0,765	3,104	4,276	3,486	0,829	2,485	1,126	3,995	3,486	3,995	1,506	1,776
89	0,353	1,098	4,426	2,145	1,418	2,531	3,515	2,248	0,698	3,003	5,130	3,104	0,931	2,302	4,743	2,531	3,104	2,531	1,418	2,145
90	0,353	3,273	2,873	1,776	2,108	2,181	2,221	1,731	0,665	6,654	5,769	3,197	0,829	2,324	2,321	2,181	3,197	2,181	2,108	1,776
91	0,353	2,524	2,268	0,514	0,997	2,321	2,256	1,499	0,665	4,276	5,441	3,690	1,083	2,679	1,597	2,321	3,690	2,321	0,997	0,514
92	0,319	2,261	1,776	2,145	0,679	2,386	1,447	1,395	0,665	3,104	4,276	2,756	0,931	7,672	4,743	2,386	2,756	2,386	0,679	2,145
93	0,319	1,723	1,723	3,446	0,861	1,723	1,723	1,723	4,307	3,446	4,307	3,446	0,861	6,891	2,584	1,723	3,446	1,723	0,861	1,723
94	0,319	1,421	1,653	3,782	0,521	1,625	2,116	1,395	1,430	3,104	4,979	3,015	0,896	6,044	2,321	1,395	3,104	1,395	0,896	1,625
95	0,278	1,098	2,145	2,873	0,500	1,393	1,737	1,395	1,042	2,714	3,653	2,675	0,861	5,504	1,992	1,395	2,714	1,395	0,861	1,393
96	0,248	0,960	1,899	2,022	1,604	1,339	1,502	1,395	1,042	2,714	2,904	2,675	0,829	4,812	1,843	1,395	2,714	1,395	0,829	1,339
97	0,446	0,827	1,653	1,117	2,270	1,235	1,393	1,283	1,042	4,979	2,363	2,365	0,765	3,982	1,771	1,283	4,979	1,283	0,765	1,235
98	0,446	0,827	1,560	1,468	1,963	1,040	2,060	1,283	1,731	4,276	2,281	2,365	0,765	6,717	1,508	1,283	4,276	1,283	0,765	1,040
99	0,523	0,894	1,468	2,022	1,179	1,135	2,317	1,189	1,731	4,018	2,201	2,221	0,765	9,453	1,389	1,189	4,018	1,189	0,765	1,135
100	0,748	0,827	1,375	1,117	0,815	1,339	2,048	1,189	1,731	3,538	2,201	2,084	1,443	4,812	1,278	1,189	3,538	1,189	1,443	1,339
101	1,137	0,827	1,283	2,419	0,754	1,447	1,572	1,981	1,137	2,904	7,642	1,770	2,018	3,502	1,278	1,981	2,904	1,981	2,018	1,447
102	1,055	0,827	1,190	2,145	0,696	1,040	0,802	1,981	1,042	2,201	5,130	1,346	1,546	11,079	1,226	1,981	2,201	1,981	1,546	1,040
103	1,137	2,261	1,375	1,776	0,696	2,329	0,851	1,861	1,042	2,201	4,832	1,123	1,123	6,201	1,126	1,861	2,201	1,861	1,123	2,329
104	1,585	1,516	1,190	1,776	0,642	1,289	0,948	1,619	1,137	2,714	4,276	1,123	1,123	4,555	1,078	1,619	2,714	1,619	1,123	1,289
105	2,153	1,421	3,592	1,468	0,617	1,687	0,922	1,395	0,956	2,904	4,276	1,043	1,600	3,502	1,078	1,395	2,904	1,395	1,600	1,687

Dia	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
106	2,024	1,258	2,268	1,190	1,418	2,675	2,827	1,283	0,730	2,622	4,276	1,043	1,656	2,685	0,987	1,283	2,622	1,283	1,656	2,675
107	1,895	1,258	1,899	1,560	1,021	4,560	2,317	1,283	1,430	3,104	5,769	1,209	1,394	2,227	0,864	1,283	3,104	1,283	1,394	4,560
108	1,787	1,029	1,560	2,145	0,948	2,461	1,859	1,283	1,723	4,276	6,654	1,209	0,705	1,969	0,825	1,283	4,276	1,283	0,705	2,461
109	1,680	1,258	1,375	2,570	0,879	2,048	1,339	1,283	4,505	4,276	5,130	1,209	0,649	1,969	0,825	1,283	4,276	1,283	0,649	2,048
110	0,973	1,421	1,375	2,145	0,847	1,859	1,184	4,850	3,721	2,904	4,276	1,123	0,624	2,886	0,825	4,850	2,904	4,850	0,624	1,859
111	0,973	4,178	1,375	1,776	0,985	1,920	1,184	4,944	3,721	2,714	3,104	1,123	0,549	2,685	0,825	4,944	2,714	4,944	0,549	1,920
112	0,898	5,269	1,560	0,554	1,139	1,617	1,820	3,067	3,721	2,622	3,104	1,043	0,549	2,135	1,178	3,067	2,622	3,067	0,549	1,617
113	0,823	3,101	1,560	0,898	1,418	1,447	1,235	2,533	5,298	2,201	4,276	0,967	0,549	1,636	2,321	2,533	2,201	2,533	0,549	1,447
114	0,973	2,392	1,776	0,898	0,831	1,580	2,185	1,981	3,144	1,975	4,276	0,967	0,649	2,886	1,916	1,981	1,975	1,981	0,649	1,580
115	0,898	1,809	1,653	1,117	0,784	1,447	1,451	1,981	2,377	1,519	4,276	0,896	0,624	2,679	1,639	1,981	1,519	1,981	0,624	1,447
116	0,748	1,809	1,560	1,117	0,755	1,393	1,184	1,731	2,197	1,519	4,832	0,896	0,549	2,485	1,278	1,731	1,519	1,731	0,549	1,393
117	0,748	2,024	1,560	0,898	0,997	3,218	1,184	1,731	1,731	1,297	5,769	0,829	0,549	3,502	1,278	1,731	1,297	1,731	0,549	3,218
118	0,673	2,261	1,375	1,117	1,418	2,750	3,911	1,731	1,352	1,196	4,979	3,197	2,365	2,685	1,032	1,731	1,196	1,731	2,365	2,750
119	0,673	3,273	1,283	1,468	3,137	2,388	2,458	1,619	1,387	1,196	5,769	2,365	1,209	1,969	0,903	1,619	1,196	1,619	1,209	2,388
120	0,673	2,950	1,190	6,206	2,657	1,859	4,102	1,499	1,352	1,196	5,769	1,394	1,123	2,886	1,278	1,499	1,196	1,499	1,123	1,859
121	0,748	2,524	2,022	5,658	3,132	1,393	2,675	1,395	1,137	1,196	4,979	1,209	0,829	3,502	1,174	1,395	1,196	1,395	0,829	1,393
122	0,673	3,273	1,560	6,206	3,132	1,393	5,538	1,283	4,505	1,246	4,276	1,209	0,829	6,201	1,078	1,283	1,246	1,283	0,829	1,393
123	0,598	2,950	1,044	10,078	2,727	1,393	4,849	1,283	3,463	4,145	3,894	1,209	0,705	6,201	0,906	1,283	4,145	1,283	0,705	1,393
124	0,861	2,584	0,861	8,614	8,614	1,723	3,446	0,861	3,446	2,584	4,307	0,861	1,723	1,723	0,861	0,861	2,584	0,861	1,723	1,723
125	0,598	2,059	0,826	8,204	11,053	3,058	3,515	1,283	3,144	2,533	4,276	1,209	1,494	3,502	1,174	1,283	2,533	1,283	1,494	3,058
126	0,523	2,261	2,570	5,383	4,814	4,944	2,458	1,283	3,144	2,201	5,284	1,123	1,209	7,672	1,032	1,283	2,201	1,283	1,209	4,944
127	0,748	1,809	1,468	4,426	6,606	2,329	3,058	2,472	4,505	2,201	5,603	1,123	1,209	5,247	0,945	2,472	2,201	2,472	1,209	2,329
128	0,973	1,421	1,190	2,268	4,593	1,675	2,981	2,110	3,721	2,201	4,979	1,043	0,829	3,502	0,945	2,110	2,201	2,110	0,829	1,675
129	1,055	1,339	4,426	2,145	4,913	1,675	3,331	2,110	2,765	1,975	4,276	1,004	0,829	7,672	1,393	2,110	1,975	2,110	0,829	1,675
130	1,055	1,421	4,426	6,480	12,918	1,617	3,302	7,658	3,721	1,904	3,772	1,043	1,209	6,898	3,379	7,658	1,904	7,658	1,209	1,617
131	1,137	1,611	6,480	6,480	4,343	1,617	4,547	4,548	11,198	1,768	3,104	0,931	1,712	6,898	4,743	4,548	1,768	4,548	1,712	1,617
132	1,055	1,809	3,218	6,480	3,077	1,617	3,302	9,079	8,786	1,519	2,904	0,896	5,531	5,504	2,692	9,079	1,519	9,079	5,531	1,617
133	1,055	1,809	2,570	5,932	2,879	1,289	2,675	4,850	3,721	2,201	2,714	0,861	3,690	4,812	2,321	4,850	2,201	4,850	3,690	1,289
134	0,973	1,611	2,873	6,825	2,270	1,184	2,528	3,463	3,334	2,201	2,533	0,829	6,603	5,504	1,775	3,463	2,201	3,463	6,603	1,184
135	0,973	1,421	2,873	6,480	2,072	1,184	2,386	3,299	7,753	4,979	3,653	0,829	2,756	8,447	1,635	3,299	4,979	3,299	2,756	1,184
136	0,898	1,258	2,570	5,932	1,885	1,040	2,181	3,299	3,894	22,724	5,769	0,829	2,152	8,524	1,508	3,299	22,724	3,299	2,152	1,040
137	1,137	1,258	1,653	5,932	1,712	0,995	1,920	3,135	3,721	9,984	3,653	0,967	1,712	5,504	1,508	3,135	9,984	3,135	1,712	0,995
138	1,565	1,180	2,022	2,873	1,501	1,184	1,735	3,135	3,721	6,654	2,714	1,043	1,712	5,504	1,333	3,135	6,654	3,135	1,712	1,184
139	2,541	1,258	1,776	2,873	1,310	1,184	1,735	2,980	6,280	5,769	3,209	1,209	1,712	6,898	1,278	2,980	5,769	2,980	1,712	1,184
140	6,047	1,516	2,268	2,022	1,222	1,184	1,735	2,980	8,786	4,979	4,145	1,712	1,712	5,504	1,916	2,980	4,979	2,980	1,712	1,184

Día	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
141	8,261	1,917	1,899	2,022	1,179	1,184	1,617	2,980	4,505	4,276	4,018	2,756	2,365	10,227	2,074	2,980	4,276	2,980	2,365	1,184
142	8,261	1,258	1,653	2,268	1,179	3,070	1,796	2,756	3,721	5,603	3,653	4,241	2,365	10,227	2,791	2,756	5,603	2,756	2,365	3,070
143	8,261	1,098	1,899	1,653	17,111	7,599	1,907	2,748	3,463	5,441	3,653	4,241	2,756	6,201	3,595	2,748	5,441	2,748	2,756	7,599
144	8,261	1,098	3,971	1,653	10,967	2,329	1,339	3,058	3,463	4,145	3,653	6,281	4,852	4,120	4,743	3,058	4,145	3,058	4,852	2,329
145	5,513	0,960	6,480	2,873	4,825	1,393	1,339	2,248	3,721	3,104	4,276	4,241	9,015	3,502	3,988	2,248	3,104	2,248	9,015	1,393
146	3,687	0,960	15,017	5,932	2,636	1,286	1,286	2,248	3,721	3,104	5,769	4,852	14,006	5,504	4,743	2,248	3,104	2,248	14,006	1,286
147	2,153	1,258	21,568	5,932	2,270	1,184	1,286	10,457	3,721	3,104	4,018	7,109	8,018	6,976	4,743	10,457	3,104	10,457	8,018	1,184
148	1,585	1,611	8,204	9,704	2,270	1,184	1,286	3,911	3,334	3,003	3,104	3,197	3,690	6,201	6,191	3,911	3,003	3,911	3,690	1,184
149	1,490	10,078	5,109	9,329	2,485	1,184	1,235	2,679	3,213	2,904	2,904	10,107	3,197	6,610	5,184	2,679	2,904	2,679	3,197	1,184
150	1,395	15,118	4,882	9,329	1,826	1,184	1,184	2,533	3,213	2,533	2,622	6,281	2,365	10,227	4,391	2,533	2,533	2,533	2,365	1,184
151	1,301	6,590	3,592	5,383	1,768	1,184	2,329	2,248	2,980	2,447	2,714	3,690	3,197	6,898	18,459	2,248	2,447	2,248	3,197	1,184
152	1,301	6,030	3,024	4,882	1,712	1,086	1,393	1,981	2,567	2,201	2,714	3,903	2,018	5,504	7,679	1,981	2,201	1,981	2,018	1,086
153	1,137	3,790	3,592	3,592	1,656	1,086	1,796	2,481	2,377	2,201	2,533	9,881	6,286	5,117	3,712	2,481	2,201	2,481	6,286	1,086
154	0,861	2,584	2,584	2,584	1,723	0,861	2,584	2,584	2,584	2,584	2,584	10,337	3,446	5,168	1,723	2,584	2,584	2,584	3,446	0,861
155	1,301	3,273	2,268	2,873	4,583	0,993	3,070	2,748	2,283	3,104	3,653	4,241	3,197	5,504	2,162	2,748	3,104	2,748	3,197	0,993
156	1,301	3,446	2,022	3,971	2,505	0,993	1,687	4,720	2,567	4,276	4,979	4,013	3,197	4,120	1,843	4,720	4,276	4,720	3,197	0,993
157	1,395	2,800	1,653	3,592	1,946	1,040	1,393	4,746	2,567	5,769	5,441	3,795	4,241	2,885	2,600	4,746	5,769	4,746	4,241	1,040
158	1,490	2,524	2,268	2,873	1,952	1,135	1,393	2,601	24,636	7,642	4,145	3,690	3,197	2,782	3,379	2,601	7,642	2,601	3,197	1,135
159	1,585	5,522	1,776	1,117	2,270	1,235	1,687	2,386	12,080	15,183	3,104	3,197	3,197	3,502	4,253	2,386	15,183	2,386	3,197	1,235
160	1,680	5,018	2,419	1,044	2,270	1,339	1,857	2,386	6,357	22,724	2,807	3,197	3,197	5,504	4,743	2,386	22,724	2,386	3,197	1,339
161	1,680	3,618	3,024	1,190	3,070	1,447	1,735	2,248	11,319	14,446	2,714	4,241	2,365	4,812	3,968	2,248	14,446	2,248	2,365	1,447
162	1,787	3,446	2,721	2,022	3,726	1,675	1,617	2,248	16,280	7,037	2,714	3,690	2,516	3,844	3,247	2,248	7,037	2,248	2,516	1,675
163	1,895	3,790	2,145	2,145	2,270	1,735	1,505	2,248	4,505	4,979	2,447	3,388	2,365	3,583	2,501	2,248	4,979	2,248	2,365	1,735
164	2,024	7,563	1,653	2,268	2,072	1,857	1,859	2,248	4,505	4,018	3,653	2,927	1,712	3,844	1,916	2,248	4,018	2,248	1,712	1,857
165	2,153	5,522	1,468	2,268	3,137	1,920	1,920	3,067	4,608	2,622	3,772	2,152	1,443	3,583	1,639	3,067	2,622	3,067	1,443	1,920
166	2,541	3,446	1,899	2,022	1,656	2,114	3,068	2,455	16,280	2,533	3,003	2,152	1,209	2,886	1,508	2,455	2,533	2,455	1,209	2,114
167	2,679	2,524	2,268	1,776	1,551	2,114	3,911	2,386	5,298	2,363	2,904	2,756	1,712	2,886	1,508	2,386	2,363	2,366	1,712	2,114
168	2,834	2,524	3,971	2,022	1,403	1,983	2,906	2,386	4,953	2,363	2,533	2,675	1,712	2,886	1,449	2,386	2,363	2,366	1,712	1,983
169	3,325	2,261	4,426	2,419	1,222	1,796	2,317	2,248	4,608	2,363	2,447	3,197	2,365	2,679	4,743	2,248	2,363	2,248	2,365	1,796
170	3,687	6,030	5,109	2,268	1,179	1,560	2,181	2,248	4,298	2,201	3,653	3,197	3,690	2,394	3,463	2,248	2,201	2,248	3,690	1,560
171	3,325	1,245	7,169	2,145	1,179	1,502	8,044	2,179	3,721	2,201	5,769	3,104	4,241	2,485	12,077	2,179	2,201	2,179	4,241	1,502
172	3,161	6,590	6,480	1,899	1,179	1,393	3,070	2,386	3,721	2,447	7,642	2,756	10,107	1,969	4,743	2,386	2,447	2,386	10,107	1,393
173	2,834	4,587	7,342	1,776	1,179	1,393	2,388	4,574	3,721	1,835	5,769	3,104	6,281	1,969	3,836	4,574	1,835	4,574	6,281	1,393
174	2,834	3,984	8,204	1,776	2,657	1,286	2,048	3,463	3,721	2,281	5,769	3,690	4,241	1,675	3,222	3,463	2,281	3,463	4,241	1,286
175	2,834	3,618	4,426	2,022	1,554	1,286	1,857	2,679	4,608	2,363	5,769	3,197	2,756	1,361	3,222	2,679	2,363	2,679	2,756	1,286

Dia	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
176	2,679	3,101	3,024	1,776	1,265	1,184	1,859	2,455	4,608	2,363	4,979	3,197	1,209	1,248	3,006	2,455	2,363	2,455	1,209	1,184
177	2,679	3,101	6,480	1,776	1,179	1,184	4,849	2,317	3,721	2,363	4,979	7,644	1,712	1,094	3,222	2,317	2,363	2,317	1,712	1,184
178	2,541	2,524	23,301	2,145	1,139	1,184	2,675	1,981	2,472	2,533	4,018	2,516	1,712	1,302	3,111	1,981	2,533	1,981	1,712	1,184
179	2,541	2,261	8,204	2,022	1,021	1,086	2,675	11,095	2,110	2,714	4,276	1,712	1,209	2,227	4,408	11,095	2,714	11,095	1,209	1,086
180	2,541	1,998	4,426	1,776	0,948	1,086	2,458	5,392	2,033	3,104	5,769	6,281	1,209	5,247	3,712	5,392	3,104	5,392	1,209	1,086
181	2,412	1,917	3,024	1,776	0,642	0,993	2,317	3,730	2,283	2,201	4,688	3,690	1,712	4,120	3,339	3,730	2,201	3,730	1,712	0,993
182	2,412	1,809	3,971	1,776	3,524	0,993	2,248	3,067	2,300	2,447	4,276	2,756	1,712	15,259	4,743	3,067	2,447	3,067	1,712	0,993
183	2,153	1,611	3,782	1,776	1,060	0,993	1,920	2,455	2,110	5,769	3,104	2,365	1,712	6,201	9,918	2,455	5,769	2,455	1,712	0,993
184	2,153	1,421	3,024	1,776	0,960	0,993	1,735	2,455	2,033	4,276	2,807	1,209	1,712	4,120	4,743	2,455	4,276	2,455	1,712	0,993
185	0,861	1,723	2,584	1,723	0,861	0,861	1,723	2,584	2,584	3,446	2,584	3,446	1,723	4,307	3,446	1,723	2,584	1,723	0,861	0,861
186	1,395	1,516	3,592	1,776	0,948	0,817	1,393	2,533	1,964	2,281	2,201	2,365	1,712	3,713	3,006	1,712	2,201	1,712	1,395	0,817
187	1,585	1,809	9,329	2,022	0,879	0,736	4,849	4,548	1,464	2,201	2,201	2,084	1,712	3,337	2,501	1,712	2,201	1,712	1,585	0,736
188	1,680	2,024	3,592	2,011	4,244	0,736	2,675	4,548	1,464	22,724	2,201	2,084	1,600	3,337	1,843	1,600	2,201	1,600	1,680	0,736
189	1,895	2,662	2,570	2,721	1,725	0,736	1,687	4,264	1,464	7,642	2,201	1,954	1,600	2,886	4,743	1,600	2,201	1,600	1,895	0,736
190	2,024	3,101	2,268	2,268	1,179	0,736	6,563	3,807	8,872	4,276	2,201	1,712	1,494	2,886	2,430	1,494	2,201	1,494	2,024	0,736
191	2,024	3,273	2,570	1,776	1,179	2,329	7,659	3,721	16,280	3,104	4,276	1,546	1,394	2,679	1,992	1,394	4,276	1,394	2,024	2,329
192	2,834	4,178	2,268	1,560	1,310	1,920	4,355	3,463	4,505	2,904	3,209	1,394	1,209	2,394	1,843	1,209	3,209	1,209	2,834	1,920
193	2,412	3,790	2,022	1,283	1,179	1,796	4,450	3,463	2,567	2,123	3,104	1,394	1,123	1,969	1,771	1,123	3,104	1,123	2,412	1,796
194	1,585	4,587	3,024	1,283	1,179	1,560	5,037	2,980	2,145	1,768	4,979	1,298	0,829	1,969	1,635	0,829	4,979	0,829	1,585	1,560
195	1,680	8,252	2,570	2,145	4,112	1,393	5,447	2,679	1,464	1,519	4,276	1,346	15,536	1,969	1,843	15,536	4,276	15,536	1,680	1,393
196	1,585	10,078	2,873	2,873	1,946	1,286	5,061	2,386	2,567	2,201	3,772	1,346	3,690	1,560	12,077	3,690	3,772	3,690	1,585	1,286
197	1,585	4,178	2,268	2,873	1,310	1,184	2,329	2,386	2,567	1,904	2,533	1,712	2,365	1,302	5,184	2,365	2,533	2,365	1,585	1,184
198	1,680	2,800	2,022	2,873	0,948	1,135	1,796	2,248	7,270	1,768	1,975	2,365	1,298	1,680	3,595	1,298	1,975	1,298	1,680	1,135
199	1,787	2,392	1,899	2,268	0,914	0,335	1,560	2,248	11,973	1,519	1,768	1,600	2,018	1,822	3,463	2,018	1,768	2,018	1,787	0,335
200	1,895	2,261	1,776	2,022	0,879	0,335	1,502	2,179	3,721	1,297	1,768	1,494	9,015	1,969	3,222	9,015	1,768	9,015	1,895	0,335
201	1,895	2,143	1,560	2,419	0,879	1,040	1,865	1,981	3,721	1,297	1,768	1,394	3,690	4,812	2,999	3,690	1,768	3,690	1,895	1,040
202	2,024	1,917	1,560	2,268	0,879	0,993	2,386	1,981	3,463	1,835	1,703	1,394	2,365	2,685	2,999	2,365	1,703	2,365	2,024	0,993
203	2,153	1,809	1,560	3,592	0,879	0,948	2,601	1,981	3,463	5,769	1,639	1,394	2,221	1,893	2,791	2,221	1,639	2,221	2,153	0,948
204	2,412	1,611	2,570	3,213	2,657	0,904	2,248	1,981	2,980	5,441	1,639	1,298	1,830	1,560	2,791	1,830	1,639	1,830	2,412	0,904
205	2,541	1,611	2,873	2,268	3,384	0,904	2,048	1,981	2,765	4,276	7,642	1,546	1,656	1,302	2,501	1,656	7,642	1,656	2,541	0,904
206	2,679	1,611	2,268	2,022	4,112	0,904	1,983	5,453	2,567	3,772	3,894	1,209	1,600	15,259	2,408	1,600	3,894	1,600	2,679	0,904
207	2,834	1,421	1,776	1,776	2,414	0,452	1,737	4,548	2,567	3,426	3,003	1,209	1,656	8,524	2,234	1,656	3,003	1,656	2,834	0,452
208	2,834	1,809	1,560	1,776	2,270	0,452	1,502	3,988	2,197	3,104	2,622	1,209	1,209	3,502	1,992	1,209	2,622	1,209	2,834	0,452
209	1,787	1,258	1,560	7,859	1,768	0,392	1,339	3,385	2,033	3,003	1,975	1,209	1,083	1,969	1,512	1,083	1,975	1,083	1,787	0,392
210	1,895	1,258	1,653	5,383	1,885	0,392	1,184	2,903	1,731	2,533	1,768	1,123	0,967	1,818	1,226	0,967	1,768	0,967	1,895	0,392

Día	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
211	2,024	1,421	1,560	3,213	1,712	0,392	1,184	2,601	1,594	3,653	1,639	1,123	0,896	1,547	1,278	0,896	1,639	0,896	2,024	0,392
212	2,153	1,611	1,560	3,213	1,551	0,484	1,184	2,317	1,594	3,653	1,519	1,083	0,829	1,302	1,126	0,829	1,519	0,829	2,153	0,484
213	2,834	3,790	1,375	6,206	1,403	0,586	3,746	2,248	1,594	2,714	2,123	1,083	0,796	1,144	1,078	0,796	2,123	0,796	2,834	0,586
214	2,834	2,261	1,190	6,206	1,265	0,659	3,911	2,248	23,602	2,201	1,404	0,829	0,765	1,094	1,078	0,765	1,404	0,765	2,834	0,659
215	2,584	1,723	0,861	5,168	0,861	0,861	3,446	6,891	2,584	2,584	1,723	0,861	0,861	1,723	0,861	0,861	1,723	0,861	2,584	0,861
216	2,153	1,611	1,190	2,268	1,265	1,339	2,329	7,020	2,567	1,297	7,642	0,896	0,896	1,747	1,032	0,896	7,642	0,896	2,153	1,339
217	1,895	2,524	1,283	1,899	1,179	1,184	1,859	2,679	2,541	1,404	4,979	0,896	0,829	1,302	0,987	0,829	4,979	0,829	1,895	1,184
218	1,680	3,790	2,022	2,873	1,179	1,040	1,560	2,455	1,731	2,201	8,743	0,896	0,829	1,302	0,987	0,829	8,743	0,829	1,680	1,040
219	1,680	2,524	2,570	2,570	1,097	0,993	1,393	2,248	1,682	3,003	3,653	0,829	0,829	1,144	1,032	0,829	3,653	0,829	1,680	0,993
220	1,585	2,143	2,022	2,268	1,097	0,993	1,393	4,341	1,594	2,714	3,104	0,829	0,829	6,898	3,254	0,829	3,104	0,829	1,585	0,993
221	1,585	1,710	1,653	2,022	1,021	0,904	1,393	4,169	1,594	3,894	2,904	0,829	0,765	5,504	4,408	0,765	2,904	0,765	1,585	0,904
222	1,490	1,611	2,873	2,145	1,021	0,904	1,393	3,222	1,731	3,003	2,533	2,439	0,765	6,898	3,339	0,765	2,533	0,765	1,490	0,904
223	1,395	1,611	2,268	2,268	0,948	0,817	1,393	2,748	2,377	3,653	2,533	1,712	0,765	4,812	2,791	0,765	2,533	0,765	1,395	0,817
224	1,301	1,421	1,899	2,022	0,948	0,817	1,393	2,386	5,565	4,979	2,201	1,712	0,765	3,844	2,594	0,765	2,201	0,765	1,301	0,817
225	1,585	1,421	7,169	2,022	0,948	0,817	1,502	2,248	4,953	12,805	1,835	1,712	0,765	3,583	1,992	0,765	1,835	0,765	1,585	0,817
226	1,585	1,611	3,213	1,560	0,948	0,736	1,675	2,145	3,721	9,964	1,703	1,600	0,765	3,337	1,771	0,765	1,703	0,765	1,585	0,736
227	1,680	1,421	1,776	1,560	0,948	0,659	1,339	2,110	2,377	4,979	1,639	1,600	0,765	2,679	1,133	0,765	1,639	0,765	1,680	0,659
228	1,585	1,421	2,022	2,570	0,879	0,586	1,286	1,981	9,329	4,832	1,639	1,600	0,765	2,582	1,032	0,765	1,639	0,765	1,585	0,586
229	1,585	1,339	3,592	2,268	0,879	0,517	1,286	2,110	16,280	3,653	1,578	1,494	0,765	2,485	5,519	0,765	1,578	0,765	1,585	0,517
230	1,490	1,339	2,268	1,560	0,879	15,005	1,086	2,248	10,251	3,104	1,519	1,494	0,829	2,302	3,379	0,829	1,519	0,829	1,490	15,005
231	1,395	1,258	1,560	1,468	0,815	7,659	1,040	2,248	14,385	2,807	1,639	1,494	1,004	2,130	1,597	1,004	1,639	1,004	1,395	7,659
232	1,301	1,258	1,375	2,721	0,815	4,838	0,948	4,591	8,786	1,975	1,578	1,443	1,298	1,969	1,278	1,298	1,578	1,298	1,301	4,838
233	1,301	1,258	1,190	1,776	1,718	4,450	0,904	2,903	4,505	1,639	6,654	1,298	1,494	1,302	1,278	1,494	6,654	1,494	1,301	4,450
234	1,137	1,180	1,117	1,776	1,179	3,812	1,135	2,533	3,463	4,276	6,843	1,209	1,209	1,302	2,692	1,209	6,843	1,209	1,137	3,812
235	1,137	1,258	1,044	1,776	1,265	3,302	1,286	2,386	2,567	3,538	4,276	1,083	1,083	1,969	2,152	1,083	4,276	1,083	1,137	3,302
236	1,137	1,339	1,044	1,117	3,524	2,750	1,393	2,317	2,197	3,104	3,538	1,083	1,043	3,111	1,775	1,043	3,538	1,043	1,137	2,750
237	1,055	1,421	1,190	1,190	10,340	2,458	1,737	2,248	1,731	5,769	2,904	0,967	0,967	2,427	1,508	0,967	2,904	0,967	1,055	2,458
238	1,055	4,178	5,109	1,190	2,657	2,181	1,395	2,110	1,731	3,653	2,904	0,896	1,443	1,969	1,278	1,443	2,904	1,443	1,055	2,181
239	0,973	3,984	2,145	1,044	1,418	1,920	1,040	2,110	4,742	2,201	2,807	0,829	15,536	1,969	12,077	15,536	2,807	15,536	0,973	1,920
240	0,973	3,790	1,776	0,972	1,179	1,675	0,904	2,110	7,753	2,533	2,201	0,829	3,690	2,582	3,379	3,690	2,201	3,690	0,973	1,675
241	0,898	2,800	1,653	2,268	1,179	1,447	0,904	1,981	3,144	2,201	2,201	0,829	1,891	1,756	2,162	1,891	2,201	1,891	0,898	1,447
242	0,898	2,143	1,560	2,022	1,179	1,286	0,817	1,981	2,145	1,768	1,768	0,735	1,712	4,812	1,333	1,712	1,768	1,712	0,898	1,286
243	0,823	1,809	1,375	1,776	2,111	1,235	0,817	2,386	1,955	1,519	1,519	0,705	1,209	2,685	1,126	1,209	1,519	1,209	0,823	1,235
244	0,748	1,421	1,375	1,117	1,963	1,184	0,817	2,248	1,352	1,519	1,196	0,549	15,536	2,394	0,825	15,536	1,196	15,536	0,748	1,184
245	0,748	0,999	1,190	1,044	1,179	1,184	0,817	2,533	1,731	1,404	1,196	0,460	3,197	1,969	0,753	3,197	1,196	3,197	0,748	1,184

Dia	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
246	0,861	1,723	1,723	0,861	0,861	0,861	0,861	2,584	1,723	1,723	0,861	0,861	0,861	1,723	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861
247	0,748	1,917	2,873	0,772	0,914	0,861	0,817	1,947	1,731	1,297	1,196	0,460	1,209	1,969	0,945	1,209	1,196	1,209	0,748	0,861
248	0,823	1,917	2,268	0,718	0,847	0,698	0,817	2,110	1,731	1,196	1,103	4,852	1,123	1,969	0,825	1,123	1,103	1,123	0,823	0,698
249	0,898	1,809	2,022	0,554	0,815	0,659	4,849	2,110	2,197	1,196	1,103	4,241	1,123	4,120	0,825	1,123	1,103	1,123	0,898	0,659
250	0,898	2,024	1,776	0,475	0,815	0,659	1,859	2,601	2,110	1,196	1,014	2,756	1,043	3,235	0,753	1,043	1,014	1,043	0,898	0,659
251	0,973	2,524	2,268	0,475	0,815	0,659	1,447	2,455	2,197	1,196	1,014	1,443	1,043	2,582	0,753	1,043	1,014	1,043	0,973	0,659
252	1,055	2,261	1,560	0,395	1,179	0,659	1,089	2,455	2,197	1,196	1,014	1,209	1,043	1,893	0,753	1,043	1,014	1,043	1,055	0,659
253	1,137	3,790	1,190	0,514	1,179	0,659	0,904	2,455	2,197	1,196	22,724	2,084	0,896	1,543	0,753	0,896	22,724	0,896	1,137	0,659
254	1,301	1,809	1,117	0,514	1,265	0,659	0,904	2,179	2,033	1,196	9,964	1,712	0,829	1,423	0,753	0,829	9,964	0,829	1,301	0,659
255	1,490	1,258	1,044	0,608	0,815	0,659	0,817	2,110	2,033	1,196	7,642	1,712	0,829	1,302	0,753	0,829	7,642	0,829	1,490	0,659
256	1,585	1,098	1,044	0,554	0,815	1,523	0,817	2,110	1,878	4,276	4,276	7,109	0,829	1,302	5,750	0,829	4,276	0,829	1,585	1,523
257	1,585	1,421	1,375	0,554	0,815	2,181	3,911	2,110	1,800	4,018	2,904	10,107	0,829	1,195	2,692	0,829	2,904	0,829	1,585	2,181
258	1,585	5,781	1,044	0,554	0,784	1,393	2,531	2,601	1,731	3,538	2,714	1,830	1,060	1,094	2,162	1,060	2,714	1,060	1,585	1,393
259	1,490	6,590	1,044	0,554	0,754	1,286	1,857	2,317	1,731	3,104	2,201	1,209	1,004	1,144	1,571	1,004	2,201	1,004	1,490	1,286
260	1,219	2,261	1,190	2,277	0,724	1,184	2,926	6,237	1,731	2,714	1,835	1,123	1,043	1,361	1,278	1,043	1,835	1,043	1,219	1,184
261	0,973	1,809	1,044	1,117	0,668	1,086	1,393	1,981	1,731	2,622	1,297	1,043	1,043	1,423	1,226	1,043	1,297	1,043	0,973	1,086
262	0,673	1,809	0,972	0,972	4,112	0,993	1,186	11,095	1,594	2,201	1,246	1,004	1,043	1,543	1,126	1,043	1,246	1,043	0,673	0,993
263	1,055	1,809	0,898	1,044	1,832	0,861	0,904	7,020	1,413	2,904	9,964	0,967	0,967	1,419	1,126	0,967	9,964	0,967	1,055	0,861
264	3,506	1,710	0,826	0,898	1,139	0,698	0,817	5,883	1,352	1,639	2,201	0,896	0,967	1,361	1,032	0,967	2,201	0,967	3,506	0,698
265	1,680	2,024	0,826	0,772	0,985	0,551	0,817	9,863	1,352	1,196	2,048	0,896	0,829	1,302	0,903	0,829	2,048	0,829	1,680	0,551
266	1,680	3,101	0,772	0,826	0,879	0,517	0,817	4,850	1,352	1,014	1,768	0,829	1,083	1,302	0,753	1,083	1,768	1,083	1,680	0,517
267	1,680	2,392	0,898	0,772	0,879	0,517	0,817	3,902	1,240	1,014	1,768	0,829	1,546	3,737	0,825	1,546	1,768	1,546	1,680	0,517
268	1,490	1,809	0,898	0,772	0,815	0,517	0,736	3,463	1,240	1,014	1,519	0,765	15,536	3,502	0,825	15,536	1,519	15,536	1,490	0,517
269	1,490	2,800	0,826	0,718	0,754	0,517	0,736	3,135	1,240	1,014	1,461	0,765	4,241	1,893	3,172	4,241	1,461	4,241	1,490	0,517
270	1,219	2,143	0,898	0,898	0,754	0,517	0,736	2,533	1,240	1,014	1,404	0,765	3,197	1,543	2,353	3,197	1,404	3,197	1,219	0,517
271	1,219	1,917	0,826	0,898	0,696	0,517	0,736	2,179	1,137	1,014	1,297	0,765	2,221	1,302	1,843	2,221	1,297	2,221	1,219	0,517
272	1,490	1,710	0,826	1,117	9,752	0,517	0,736	1,981	1,137	1,014	1,297	0,765	1,656	1,195	4,743	1,656	1,297	1,656	1,490	0,517
273	1,585	2,024	0,898	1,560	2,801	0,517	0,659	1,792	1,042	1,014	1,196	0,765	1,346	1,094	2,942	1,346	1,196	1,346	1,585	0,517
274	1,585	2,143	1,044	1,375	1,418	1,920	0,659	1,680	0,999	1,014	1,103	0,765	1,165	0,956	1,703	1,165	1,103	1,165	1,585	1,920
275	1,680	1,885	0,972	0,972	1,021	1,675	0,659	1,619	0,956	1,014	1,014	0,765	1,083	0,872	1,178	1,083	1,014	1,083	1,680	1,675
276	1,680	2,261	0,972	0,898	0,948	1,447	0,659	1,619	0,956	0,931	1,014	0,765	0,967	0,831	0,987	0,967	1,014	0,967	1,680	1,447
277	0,861	1,723	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861	1,723	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861	1,723	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861	0,861
278	1,219	1,258	1,117	0,826	0,815	1,135	0,659	1,619	0,956	0,931	0,972	0,765	1,209	1,302	0,825	0,815	0,931	0,815	1,209	1,135
279	1,055	1,917	1,044	0,898	0,754	0,948	0,659	1,619	0,879	0,931	1,103	0,765	1,209	1,302	0,825	0,754	0,931	0,754	1,209	0,948
280	0,973	1,809	7,169	0,898	11,053	2,122	0,659	1,619	0,879	4,276	0,972	0,705	1,123	1,094	0,825	11,053	4,276	11,053	1,123	2,122

Día	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
281	0,973	2,024	4,426	0,826	4,593	1,148	0,586	2,050	0,879	2,533	1,014	0,533	1,123	1,094	0,825	4,593	2,533	4,593	1,123	1,148
282	0,898	7,236	2,145	0,826	1,963	0,659	0,586	2,110	3,721	1,835	14,446	0,705	1,123	1,094	0,825	1,963	1,835	1,963	1,123	0,659
283	0,823	7,236	1,653	0,826	1,310	0,586	0,586	2,110	3,144	1,404	8,743	0,705	1,083	1,094	0,789	1,310	1,404	1,310	1,083	0,586
284	0,823	3,790	1,044	0,826	1,139	0,586	0,586	1,861	2,567	1,149	4,979	0,705	1,043	1,195	0,719	1,139	1,149	1,139	1,043	0,586
285	0,748	2,261	0,772	0,972	1,021	0,586	0,586	1,792	2,567	0,854	2,622	0,705	1,043	1,144	0,686	1,021	0,854	1,021	1,043	0,586
286	0,673	1,611	0,718	1,468	1,021	0,517	4,009	1,680	2,377	0,854	2,048	0,649	1,043	1,094	0,654	1,021	0,854	1,021	1,043	0,517
287	0,673	1,421	0,662	1,190	0,879	0,517	1,240	1,619	2,197	0,854	1,297	0,649	1,043	1,094	0,623	0,879	0,854	0,879	1,043	0,517
288	1,055	1,258	0,662	1,375	1,021	0,517	0,777	1,559	2,197	9,964	0,892	0,649	0,967	1,094	0,623	1,021	9,964	1,021	0,967	0,517
289	1,137	1,258	0,718	7,169	0,948	0,517	0,659	1,499	1,878	5,769	1,014	0,649	0,829	2,685	0,623	0,948	5,769	0,948	0,829	0,517
290	0,973	1,029	0,772	1,375	0,847	0,517	0,659	1,499	0,730	5,284	1,014	0,649	0,829	2,227	0,825	0,847	5,284	0,847	0,829	0,517
291	0,823	1,029	0,772	1,044	0,754	0,484	0,586	1,499	0,730	3,653	1,014	0,649	0,829	4,812	0,828	0,754	3,653	0,754	0,829	0,484
292	0,823	0,960	0,718	0,898	0,754	0,392	0,586	1,395	0,730	3,104	1,014	0,765	0,829	4,120	0,686	0,754	3,104	0,754	0,829	0,392
293	0,748	0,960	0,772	1,190	0,696	0,392	0,586	1,395	0,730	2,533	1,014	0,765	0,796	2,886	0,623	0,696	2,533	0,696	0,796	0,392
294	0,748	0,960	0,772	2,570	0,642	0,392	0,586	1,283	1,094	1,904	0,972	0,765	0,765	2,582	0,623	0,642	1,904	0,642	0,765	0,392
295	0,598	0,960	0,826	0,972	3,524	0,392	0,586	1,137	0,999	2,622	0,931	0,624	0,765	2,394	0,623	3,524	2,622	3,524	0,765	0,392
296	0,598	3,273	0,772	0,826	1,725	0,392	0,586	1,085	0,879	3,653	0,854	0,598	0,765	1,969	0,565	1,725	3,653	1,725	0,765	0,392
297	0,598	1,917	0,772	0,826	1,656	0,292	0,586	0,991	0,799	2,714	0,748	0,598	0,765	1,969	0,594	1,656	2,714	1,656	0,765	0,292
298	0,523	1,809	0,718	0,826	1,501	0,820	0,586	0,991	0,799	2,201	0,781	0,598	0,765	1,818	0,594	1,501	2,201	1,501	0,765	0,820
299	1,055	2,024	0,718	0,826	1,267	0,517	0,586	0,991	0,730	2,048	1,975	0,649	0,765	1,818	0,594	1,267	2,048	1,267	0,765	0,517
300	1,585	2,392	0,662	0,826	0,881	0,517	0,586	0,991	0,698	1,519	1,578	0,649	0,765	1,543	0,513	0,881	1,519	0,881	0,765	0,517
301	1,680	2,524	0,718	0,772	0,724	0,422	0,586	0,991	0,665	1,404	1,350	0,649	0,705	1,361	0,513	0,724	1,404	0,724	0,705	0,422
302	1,490	1,809	0,662	0,826	0,696	0,392	9,863	1,085	0,665	1,246	0,972	9,015	0,705	1,302	0,463	0,696	1,246	0,696	0,705	0,392
303	1,219	1,516	0,772	0,826	0,696	0,452	1,889	1,042	1,964	1,103	0,931	3,197	0,705	3,502	0,463	0,696	1,103	0,696	0,705	0,452
304	1,055	1,258	0,718	0,772	0,696	0,452	0,781	0,991	1,731	1,014	0,931	0,829	0,796	2,227	0,463	0,696	1,014	0,696	0,796	0,452
305	1,723	1,258	0,861	0,861	0,847	1,723	0,861	0,904	1,731	0,861	0,861	0,861	0,861	1,723	0,861	0,847	0,861	0,847	0,861	1,723
306	1,585	0,861	0,772	0,772	0,861	0,661	0,659	0,861	0,861	1,014	1,835	0,649	0,861	1,969	0,565	0,861	1,014	0,861	0,861	0,661
307	1,301	0,894	0,772	0,718	0,696	0,517	0,659	0,784	0,665	1,014	1,404	0,649	0,677	1,818	0,513	0,696	1,014	0,696	0,677	0,517
308	1,137	0,894	0,718	0,826	0,642	0,484	0,698	0,663	0,730	1,014	0,972	0,649	0,598	1,818	0,513	0,642	1,014	0,642	0,598	0,484
309	0,973	1,029	0,662	0,772	0,642	0,422	0,817	0,448	3,721	1,014	0,748	0,649	0,598	1,969	0,513	0,642	1,014	0,642	0,598	0,422
310	0,748	0,960	0,662	0,772	0,591	0,392	0,995	0,448	3,721	1,014	0,622	0,649	0,598	1,969	0,463	0,591	1,014	0,591	0,598	0,392
311	0,673	0,960	0,662	0,772	0,591	0,392	0,817	0,517	2,197	1,014	0,651	0,649	0,735	3,044	0,463	0,591	1,014	0,591	0,735	0,392
312	0,673	0,960	0,608	0,772	0,591	0,392	0,817	0,655	2,033	0,931	4,979	0,649	1,546	2,427	0,463	0,591	0,931	0,591	1,546	0,392
313	0,748	1,029	0,662	1,283	0,591	0,392	0,777	0,904	1,731	0,931	1,835	0,649	1,443	3,502	0,463	0,591	0,931	0,591	1,443	0,392
314	0,823	0,827	0,662	0,898	0,591	0,392	0,777	0,388	1,163	0,931	1,404	0,649	1,004	15,259	0,441	0,591	0,931	0,591	1,004	0,392
315	0,898	0,771	0,608	0,772	1,139	0,392	0,736	0,655	1,137	0,931	0,892	0,649	0,829	3,502	0,418	1,139	0,931	1,139	0,829	0,392

Dia	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
316	0,748	0,715	0,718	0,772	1,139	0,335	0,736	0,698	0,816	0,931	0,651	0,649	5,978	1,893	0,463	1,139	0,931	1,139	5,978	0,335
317	0,748	0,827	0,662	0,662	0,985	0,335	0,736	0,861	0,665	0,931	0,651	0,649	0,598	1,302	0,488	0,985	0,931	0,985	0,598	0,335
318	0,673	0,827	0,608	0,608	0,879	0,335	0,736	0,698	0,665	0,854	0,651	2,756	0,649	1,302	0,513	0,879	0,854	0,879	0,649	0,335
319	0,673	1,029	0,662	0,662	0,784	0,335	2,329	0,655	0,665	0,817	0,714	1,546	0,829	1,302	0,513	0,784	0,817	0,784	0,829	0,335
320	0,598	1,029	0,772	0,662	0,668	0,335	1,240	0,448	0,636	0,931	0,781	1,209	0,829	1,195	0,513	0,668	0,931	0,668	0,829	0,335
321	0,598	1,339	0,662	0,662	0,591	3,910	0,952	0,482	0,636	0,931	0,781	1,083	0,765	1,047	0,565	0,591	0,931	0,591	0,765	3,910
322	0,589	1,917	0,718	0,662	0,591	0,820	0,777	0,517	0,636	0,931	0,781	0,796	0,735	1,094	0,565	0,591	0,931	0,591	0,735	0,820
323	0,448	1,611	0,718	0,662	0,591	0,517	0,659	0,655	0,551	0,854	0,714	0,705	0,677	1,000	0,539	0,591	0,854	0,591	0,677	0,517
324	0,448	1,180	0,772	0,662	0,591	0,484	0,659	0,904	0,551	0,854	0,714	0,649	0,649	0,912	0,585	0,591	0,854	0,591	0,649	0,484
325	0,523	1,098	0,772	0,608	0,544	0,392	0,586	0,698	0,551	0,854	0,714	0,649	0,598	0,831	0,539	0,544	0,854	0,544	0,598	0,392
326	0,673	0,960	0,772	0,608	0,544	0,335	0,586	0,741	0,551	0,854	0,651	0,649	1,656	0,794	1,178	0,544	0,854	0,544	1,656	0,335
327	0,823	1,917	0,718	0,608	0,544	0,335	0,586	0,665	0,551	0,854	0,594	0,598	1,443	0,831	0,789	0,544	0,854	0,544	1,443	0,335
328	0,748	3,273	0,662	0,608	0,544	0,335	0,517	0,732	0,551	0,854	0,651	0,598	1,209	0,831	0,753	0,544	0,854	0,544	1,209	0,335
329	0,673	2,392	0,662	0,608	0,544	0,335	0,517	0,517	0,551	0,854	0,781	0,598	0,598	1,302	0,753	0,544	0,854	0,544	0,598	0,335
330	0,898	1,809	0,554	0,608	0,544	0,335	0,517	0,448	0,551	0,854	0,781	0,598	0,649	3,502	2,360	0,544	0,854	0,544	0,649	0,335
331	0,898	1,421	1,044	0,608	0,544	0,335	0,452	0,448	0,551	0,781	2,048	0,549	0,649	2,227	4,743	0,544	0,781	0,544	0,649	0,335
332	0,823	1,611	1,653	0,554	0,544	0,309	0,452	0,517	0,551	0,781	1,768	0,549	0,624	1,423	3,968	0,544	0,781	0,544	0,624	0,309
333	0,823	1,809	2,268	0,554	0,544	0,283	0,452	0,655	0,500	0,781	0,817	0,549	0,598	1,097	3,379	0,544	0,781	0,544	0,598	0,283
334	0,748	1,917	2,570	0,554	0,544	0,283	0,452	0,861	0,500	0,781	0,882	0,549	0,549	0,831	2,353	0,544	0,781	0,544	0,549	0,283
335	0,748	1,917	1,653	0,554	0,544	0,283	0,452	0,698	0,500	0,781	0,882	0,549	0,549	0,831	1,278	0,544	0,781	0,544	0,549	0,283
336	0,861	1,809	1,723	0,861	0,544	0,296	0,861	0,698	0,500	0,861	0,861	0,861	0,549	0,861	0,861	0,544	0,861	0,544	0,549	0,296
337	1,051	1,723	1,372	0,608	0,861	0,309	0,452	0,861	0,861	0,714	0,651	0,649	0,861	4,812	0,623	0,861	0,714	0,861	0,861	0,309
338	0,969	1,029	1,117	0,554	0,642	0,309	0,452	0,698	0,551	0,714	0,594	0,649	0,649	2,227	0,623	0,642	0,714	0,642	0,649	0,309
339	0,969	0,960	1,044	0,554	0,696	0,309	0,452	0,861	0,551	0,714	0,594	0,649	0,649	1,969	0,623	0,696	0,714	0,696	0,649	0,309
340	0,900	0,960	0,898	0,898	0,642	0,309	0,452	0,818	0,636	0,714	0,682	0,649	0,649	1,747	0,623	0,642	0,714	0,642	0,649	0,309
341	0,900	1,258	0,718	1,375	0,885	0,335	0,452	0,818	0,665	0,651	0,714	0,649	0,649	1,675	0,950	0,885	0,651	0,885	0,649	0,335
342	0,900	1,421	0,662	2,721	0,817	0,335	0,452	0,732	0,665	0,651	0,651	0,649	0,649	1,302	1,174	0,817	0,651	0,817	0,649	0,335
343	0,831	1,258	0,662	0,898	0,617	0,335	0,452	0,698	0,665	0,651	0,651	0,649	0,598	1,302	0,623	0,617	0,651	0,617	0,598	0,335
344	0,831	1,098	0,772	0,772	0,544	0,335	0,452	0,620	0,665	0,714	0,651	0,525	0,598	1,195	1,078	0,544	0,714	0,544	0,598	0,335
345	0,767	0,960	0,608	0,662	0,544	1,929	0,452	0,551	0,665	0,714	0,651	1,954	0,598	1,144	1,078	0,544	0,714	0,544	0,598	1,929
346	0,831	0,960	0,662	0,772	0,499	2,256	0,452	0,655	0,636	0,714	0,651	1,770	0,549	1,094	1,078	0,499	0,714	0,499	0,549	2,256
347	0,900	1,258	0,554	1,375	0,499	0,736	0,452	0,655	0,606	0,651	4,979	1,443	0,549	0,956	1,078	0,499	0,651	0,499	0,549	0,736
348	0,767	1,611	0,554	1,044	0,499	0,817	0,452	0,732	0,606	0,651	3,653	1,083	0,525	0,831	1,078	0,499	0,651	0,499	0,525	0,817
349	1,215	1,809	0,475	0,718	0,499	0,904	0,452	0,818	2,162	2,201	2,533	0,896	0,503	0,831	0,945	0,499	2,201	0,499	0,503	0,904
350	1,215	1,258	0,475	0,662	0,499	0,861	0,452	0,732	10,767	1,519	1,246	0,705	1,443	0,756	0,903	0,499	1,519	0,499	1,443	0,861

Día	1966/1967	1967/1968	1968/1969	1970/1971	1971/1972	1972/1973	1973/1974	1975/1976	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	1985/1986	A1	A2	A3	A4	A5
351	1,133	0,960	0,434	0,608	0,499	0,661	0,452	0,698	7,417	1,350	0,651	2,084	0,829	0,722	0,686	0,499	1,350	0,499	0,829	0,661
352	1,051	0,827	0,475	0,554	0,544	0,484	0,452	0,655	5,565	1,297	0,651	0,765	0,829	0,687	0,753	0,544	1,297	0,544	0,829	0,484
353	1,051	0,771	0,475	0,554	0,544	0,392	0,452	0,655	2,145	1,196	0,651	0,705	0,829	0,687	0,686	0,544	1,196	0,544	0,829	0,392
354	0,831	0,715	0,434	0,554	0,521	0,392	0,452	0,551	11,973	1,014	0,651	0,624	0,765	0,687	0,623	0,521	1,014	0,521	0,765	0,392
355	0,767	0,715	0,475	0,554	0,499	0,335	0,452	0,517	3,144	0,817	0,651	0,598	0,765	0,593	0,623	0,499	0,817	0,499	0,765	0,335
356	0,902	0,659	0,434	0,514	0,499	0,335	0,452	0,655	2,145	0,714	0,651	0,598	0,765	0,593	0,623	0,499	0,714	0,499	0,765	0,335
357	0,900	0,603	0,475	0,514	0,499	0,283	0,452	0,655	1,137	0,682	0,651	0,598	0,705	0,687	0,623	0,499	0,682	0,499	0,705	0,283
358	0,900	0,603	0,475	0,514	0,457	0,283	0,452	0,904	0,722	0,622	0,651	0,549	0,677	0,756	0,565	0,457	0,622	0,457	0,677	0,283
359	0,831	0,659	0,434	0,514	0,457	0,283	0,452	0,904	0,665	0,972	0,651	0,549	0,649	0,756	0,539	0,457	0,972	0,457	0,649	0,283
360	0,831	0,607	0,434	0,514	0,457	0,283	0,452	0,818	0,606	1,014	0,651	0,549	0,649	0,794	0,513	0,457	1,014	0,457	0,649	0,283
361	0,767	0,603	0,434	0,475	0,457	0,283	0,452	0,818	0,606	0,854	0,714	0,481	0,649	0,831	0,463	0,457	0,854	0,457	0,649	0,283
362	0,702	0,659	1,044	0,475	0,457	0,283	0,820	0,448	0,606	0,781	0,781	0,420	0,598	0,831	0,418	0,457	0,781	0,457	0,598	0,283
363	0,702	0,603	0,826	0,475	0,457	0,283	0,588	0,517	0,606	0,539	0,748	0,420	0,549	0,831	0,397	0,457	0,539	0,457	0,549	0,283
364	0,767	0,603	0,554	0,475	0,457	0,283	0,517	0,698	0,578	0,539	0,714	0,420	0,525	0,831	0,488	0,457	0,539	0,457	0,525	0,283
365	0,831	0,500	0,514	0,475	0,457	0,283	0,517	0,818	0,551	0,539	0,748	0,348	0,503	0,831	0,513	0,457	0,539	0,457	0,503	0,283
366		0,448			0,457			0,655	0,551				0,503							