

Tecnologías de pequeña energía hidroeléctrica - Innovaciones europeas de vanguardia



ACERCA DE HYPOSO

HYPOSO (www.hyposo.eu) es un proyecto de múltiples enfoques para abordar varios objetivos; identificación y mapeo de la industria hidroeléctrica europea, partes interesadas de la energía hidroeléctrica en los países objetivo de HYPOSO, educación de nuevos expertos en energía hidroeléctrica a través de actividades de desarrollo de capacidades y reuniendo a los actores relevantes del sector hidroeléctrico de la UE con las partes interesadas en los países objetivo. La interacción con las partes interesadas es, por lo tanto, una parte integral de las actividades, ya que se prevén talleres, actividades de desarrollo de capacidades y entrevistas con partes interesadas nacionales / locales en todos los países objetivo que se encuentran fuera de la Unión Europea, específicamente, talleres en Bolivia, Colombia y Ecuador en América Latina, y en Camerún y Uganda en África. Además, se llevarán a cabo cursos de capacitación en Bolivia y Ecuador, y en Camerún y Uganda.

ACERCA DE ESTE DOCUMENTO

Editores:	Ingo Ball, Dirk Hendricks, Tasniem Siegfried Jawaid, Dominik Rutz, Janusz Steller
Autores:	Ingo Ball, Lea Berg, Marc J. Buiting, Dominique Courret, Laurent David, Manon Dewitte, Adam Henke, Waldemar Janicki, Cécile Münch-Alligné, Luigi Lorenzo Papetti, Bernhard Pelikan, Sylvain Richard, Peter Rutschmann, Pierre Sagnes, Janusz Steller
Traductores:	Andres Gonzales Amaya, María José Guerra, Fernando Ledezma Perizza, Veronica Minaya, Luis Ríos, Mauricio Romero Merida
ISBN:	978-3-936338-76-8
Traducciones:	El idioma original del manual es en inglés. Este manual también está disponible en francés.
Publicado:	© 2020 por WIP Renewable Energies, Munich, Alemania
Edición:	1 ^{ra} edición
Contacto:	WIP Renewable Energies, Sylvensteinstr. 2, 81369 Munich, Alemania Ingo.Ball@wip-munich.de , Tel.: +49 89 720 12 718 www.wip-munich.de
Website:	https://www.hyposo.eu/
Derechos de Autor:	Todos los derechos reservados. Ninguna parte de este libro puede ser reproducida de ninguna forma o por ningún medio, con el fin de ser utilizada con fines comerciales, sin el permiso por escrito del editor. Los autores no garantizan la exactitud y/o integridad de la información y los datos incluidos o descritos en este manual.
Portada:	Imagen proporcionada por Studio Frosio

RECONOCIMIENTO Y DESCARGO DE RESPONSABILIDAD



Este proyecto ha recibido financiamiento del programa de investigación e innovación Horizon 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención No 857851. Ni la Comisión Europea ni ninguna persona que actúe en nombre de la Comisión es responsable de cómo se utiliza la siguiente información. Las opiniones expresadas en este manual son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan necesariamente las opiniones de la Comisión Europea.

Se autoriza la reproducción y traducción con fines no comerciales, siempre que se cite la fuente y se avise previamente al editor y se le envíe una copia.

CONSORCIO DEL PROYECTO Y PUNTOS DE CONTACTO NACIONALES:



WIP Renewable Energies, Coordinador del proyecto, Alemania
Ingo Ball [ingo.ball@wip-munich.de]
www.wip-munich.de



1^{to}3 Capital B.V., Países Bajos
Marc J.M. Buiting [buiting@1to3capital.com]
www.1to3capital.eu



CELAPEH, Colombia
Carlos Velasquez [direccion@celapeh.org]
www.celapeh.org



Escuela Politécnica Nacional, Ecuador
Verónica Minaya [veronica.minaya@epn.edu.ec]
www.epn.edu.ec/



European Renewable Energies Federation, Bélgica
Dirk Hendricks [dirk.hendricks@eref-europe.org]
www.eref-europe.org



Hydropower Association of Uganda Ltd. (HPAU), Uganda
Dan Marlone Nabutsabi [dmarlone@yahoo.com]
www.hpau.org



IHE Delft Institute for Water Education, Países Bajos
Miroslav Marenc [m.marenc@un-ihe.org]
www.un-ihe.org/



Institute of Fluid-Flow Machinery, Pol.Ac.Sci., Polonia
Janusz Steller [steller@imp.gda.pl]
www.imp.gda.pl



SOLARHYDROWATT, Camerún
Joseph Kenfack [joskenfack@yahoo.fr]
www.solarhydropwatt.com



STUDIO FROSIO S.r.l., Italia
Luigi Lorenzo Papetti [luigi.papetti@studiofrosio.it]
www.studiofrosio.it/en/



TRMEW sp. z o.o., Polonia
Ewa Malicka [ewa.malicka@trmew.pl]
www.trmew.pl



Universidad Mayor de San Simón, Bolivia
Andres Gonzales Amaya [andresgonzales.a@fcyt.umss.edu.bo]
www.umss.edu.bo



Vytautas Magnus University, Lituania
Petras Punys [petras.punys@vdu.lt]
www.vdu.lt/en/

PREFACIO

Estimado lector,

El manual que tiene frente a usted es un producto del proyecto "HYPOSO" que refleja la experiencia europea y la cooperación colegiada.

Además de la información sobre la historia y las áreas de aplicación de las pequeñas plantas hidroeléctricas, este manual muestra y describe varias soluciones técnicas para el sector hidroeléctrico. Información valiosa sobre la planificación y los modelos de financiación completan este libro.

Muchas gracias a todos los colaboradores. El contenido ha sido desarrollado y escrito por reconocidos expertos del consorcio HYPOSO. Con el fin de describir los últimos desarrollos en el sector de las pequeñas plantas hidroeléctricas, que también sirven para explotar los potenciales no utilizados y aumentar la compatibilidad con la vida acuática, se establecieron contactos con varias iniciativas y proyectos en curso de la UE. Agradecemos al proyecto Horizon 2020 "Hydropower Europe" por facilitar el contacto con la experta profesora Cécile Münch-Alligné, quien también representa el proyecto Horizon 2020 "XFLEX Hydro". Al profesor Peter Rutschmann y Lea Berg representantes del proyecto Horizon 2020 "Fit Hydro", que hicieron valiosos aportes sobre el tema del cuidado de peces en el ámbito de las pequeñas plantas hidroeléctricas. A Vincent Denis, quien está asociado a proyectos de la UE como evaluador, que brindó información sobre las últimas novedades en hidroeléctrica oculta y turbinas. A continuación encontrará más información sobre los autores externos al proyecto.

Con la esperanza de que disfrute leyendo este manual, también espero que este libro ayude a profundizar el interés en las pequeñas plantas hidroeléctricas y proporcione un pequeño apoyo para el sector.

Múnich, Diciembre 2020

Ingo Ball
WIP Renewable Energies
(Coordinador del proyecto HYPOSO)

Los autores invitados



Prof. Cécile Münch-Alligné

Organización: Grupo de investigación en hidroelectricidad, HES SO Valais-Wallis

Capítulo editado: 3.1.2 Turbinas de alta carga, 3.1.4 Unidades hidrocinéticas

Cécile Münch-Alligné obtuvo el título en ingeniería en el INPG, Grenoble, Francia, en el 2002, en el departamento de Modelado Numérico de Fluidos y Sólidos. Posteriormente obtuvo una beca del CNRS y el CNES para comenzar sus estudios doctorales sobre simulaciones de grandes remolinos de fluidos turbulentos compresibles. Defendió su tesis doctoral en 2005 en el INPG. De 2006 a 2010, trabajó como investigadora asociada en el Laboratorio de Máquinas Hidráulicas de la EPFL en simulaciones numéricas de flujo en turbinas hidráulicas. Desde 2010, se desempeña como profesora en HES-SO Valais-Wallis, en la Escuela de Ingeniería en Sion, Suiza. Dirige el grupo de investigación en hidroelectricidad, realiza investigación aplicada en el campo de las pequeñas y grandes plantas hidroeléctricas combinando enfoques experimentales y numéricos. Su investigación se centra en el desarrollo de nuevas tecnologías para las infraestructuras existentes, como turbinas cinéticas, turbinas para redes de agua potable y pequeñas centrales de almacenamiento por bombeo utilizando depósitos existentes, así como la flexibilidad de pequeñas y grandes plantas hidroeléctricas.

<https://www.hevs.ch/hydro>

<https://xflexhydro.net/>



Prof. Dr. Peter Rutschmann

Organización: Universidad Técnica de Munich

Departamento de Ingeniería Civil, Geo y Ambiental

Cátedra de Ingeniería Hidráulica y de Recursos Hídricos

Capítulo editado: 3.7 Medidas para el paso de peces

Peter Rutschmann es profesor titular en la Universidad Técnica de Múnich. Tiene 40 años de experiencia en ingeniería hidráulica y conocimientos en el modelado físico y numérico, así como el híbrido. Ha gestionado alrededor 50 proyectos hidroeléctricos, 35 proyectos de gestión de sedimentos e inundaciones y también algunos proyectos ecohidráulicos. Es uno de los inventores de la innovadora central eléctrica de eje hidráulico TUM y posee 8 familias de patentes. Peter Rutschmann es miembro de IAHR y coordinador del proyecto FITHydro (Fishfriendly Innovative Technologies for Hydropower).



Lea Berg

Organización: Universidad Técnica de Múnich

Departamento de Ingeniería Civil, Geo y Ambiental

Cátedra de Ingeniería Hidráulica y de Recursos Hídricos

Capítulo editado: 1.3.3. Tecnologías innovadoras respetuosas con los peces para la energía hidroeléctrica

Lea Berg preside la Cátedra de Ingeniería Hidráulica y de Recursos Hídricos de la Universidad Técnica de Múnich. Es responsable de la comunicación, la difusión y el aprovechamiento del proyecto FIThydro de Horizon2020 en toda la UE, así como de los casos de prueba regionales en Alemania y Austria. Su experiencia radica en la gestión de recursos naturales, desarrollo sostenible y educación. Cuenta con una Maestría en Ciencias en Gestión de Recursos Sostenibles de la Universidad Técnica de Múnich y una Licenciatura en Artes de la Universidad de Maastricht.

La Universidad Técnica de Múnich - Cátedra de Ingeniería Hidráulica y de Recursos Hídricos

La Cátedra de Ingeniería Hidráulica y de Recursos Hídricos tiene dos laboratorios afiliados, el Laboratorio Dieter-Thoma en Múnich y el Laboratorio de Investigación Oskar von Miller, en el Instituto de Investigación en Ingeniería Hidráulica en Obernach, Baviera, Alemania. El enfoque principal del grupo de investigación del profesor Rutschmann y los laboratorios afiliados es la enseñanza y la realización de investigaciones en el campo de las tecnologías de ingeniería hidráulica actuales y emergentes y la gestión del agua. La investigación del grupo utiliza modelos hidráulicos así como programas complejos de flujo tridimensionales acoplados. También utiliza el modelado híbrido que utiliza ambos enfoques simultáneamente.

FIThydro: Tecnologías innovadoras respetuosas con los peces para la energía hidroeléctrica

FIThydro es un proyecto de investigación e innovación Horizon2020 de 4 años, cuenta con 26 socios (13 de investigación y 13 de la industria) de 10 países europeos, involucra a varias de las empresas líderes en el sector de la energía renovable e hidroeléctrica en Europa. El objetivo del proyecto es analizar y desarrollar soluciones, estrategias y medidas ambientales rentables para asegurar poblaciones de peces autosuficientes y aumentar la compatibilidad ecológica de los esquemas hidroeléctricos nuevos y existentes. Para ello, se aplican y mejoran tecnologías, métodos, herramientas y dispositivos en los sitios de prueba de toda Europa. Los resultados de la investigación se combinan con diferentes herramientas accesibles en línea que ayudan a los profesionales a evaluar, planificar y encontrar soluciones para que la energía hidroeléctrica sea amigable con los peces.

<https://www.fithydro.eu/>



Vincent Denis

Organización: Mhylab, 1354 Montcherand, Suiza

Director general

Capítulo editado: 1.3.2 Explorando las hidroeléctricas ocultas, 3.1.2 Turbinas de alta carga, 3.1.3 Unidades de carga media y baja

Revisión del 3.1. Turbinas hidráulicas y máquinas hidroeléctricas gravitacionales

Vincent Denis cuenta con una maestría en ingeniería mecánica de EPFL (Instituto Federal Suizo de Tecnología - Lausana), una especialización en máquinas hidráulicas y dinámica de fluidos y obtuvo un premio

por su contribución ambiental. Comenzó a trabajar para una empresa internacional de ingeniería suiza, posteriormente obtuvo una segunda maestría en sistemas de energía del EPFL en conjunto con otras universidades europeas (Institutos Federales de Tecnología de Suiza - Zurich, Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs - París, Imperial College of Medicine & Tecnología - Londres, Universidad Politécnica – Madrid y la Technische Hochschule - Aachen). Se incorporó a Mhylab en 1996 como ingeniero de I + D a cargo del laboratorio de turbinas hidráulicas y desarrolló los servicios de ingeniería y consultoría de esta empresa recién fundada. Se convirtió en director gerente, estando aún fuertemente involucrado en proyectos hidroeléctricos como experto en equipos hidroeléctricos y electromecánicos, particularmente para proyectos en el extranjero en África, Medio Oriente y Oceanía.

Durante más de 15 años, Vincent también se ha involucrado en actividades de enseñanza y formación en diferentes universidades (EPFL, HES-SO, etc.) y en muchos proyectos más, incluida una fase de desarrollo de capacidades. Regularmente es nombrado evaluador de los programas de apoyo de la Comisión Europea como el Horizon 2020.

Mhylab es una empresa totalmente dedicada a las pequeñas plantas hidroeléctricas, fue fundada en 1993 en Suiza y proporciona servicios en el campo de equipos para las pequeñas centrales hidroeléctricas a lo largo del eje de servicios de consultoría, ingeniería, diseño, desarrollo y pruebas de turbinas hidráulicas de acuerdo con la norma IEC 60193 que se realizan en su laboratorio ubicado en Montcherand (Suiza).

Durante más de 20 años, Mhylab ha estado involucrado en proyectos de recuperación de energía dentro de las infraestructuras existentes como, por ejemplo, redes de agua potable y riego, plantas de tratamiento de aguas residuales, de flujo reservado, escaleras para peces, etc.

Desde el año 2000, Mhylab tiene actividades de ingeniería en cuatro continentes: Europa (Francia, Italia, Rumania, Suiza, etc.), África (Burundi, República Democrática del Congo, Kenia, Madagascar, Ruanda, Tanzania, etc.), Oceanía y Islas del Pacífico (Australia, Vanuatu) y Asia (Japón, Jordania) tanto para la generación de energía dentro y fuera de redes.

<http://www.mhylab.com/home.php>

Tabla de Contenido

PREFACIO	3
Lista de Figuras	9
Lista de Tablas	13
Abreviaciones, símbolos y unidades	14
1 Introducción	18
1.1 Comentarios introductorios	18
1.2 La pequeña energía hidroeléctrica como elemento vital para la electrificación nacional.....	18
1.3 La innovadora industria europea de PH proporciona soluciones sostenibles	22
2 Sistemas de Pequeñas Hidroeléctricas	32
2.1 Carga Baja o Alta	32
2.2 Instalaciones de entrada o de desvío	34
2.3 Centrales de pasada o de embalse.....	38
3 Descripción general de los Componentes del Sistema Hidroeléctrico	41
3.1 Turbinas hidráulicas y máquinas hidroeléctricas gravitacionales	41
3.2 Multiplicadores de velocidad	70
3.3 Generadores	76
3.4 Sistemas electrónicos de conversión de energía.....	79
3.5 Otros equipos eléctricos y sistemas de control.....	79
3.6 Componentes hidromecánicos de acero.....	83
3.7 Medidas para el paso de peces	95
4 Proceso de desarrollo PH	111
4.1 Proceso de planificación y diseño	111
4.2 Proceso de permisos y licencias	114
4.3 Cierre financiero.....	114
4.4 Construcción y puesta en servicio	115
4.5 Operación y mantenimiento (O&M)	116
5 Financiamiento de proyectos para pequeños proyectos hidroeléctricos internacionales	118
5.1 El modelo de fijación de precios de los activos de capital.....	118
5.2 Proyecto versus finanzas corporativas	119
5.3 Fuentes de financiación	121
5.4 Financiamiento del sector público y bancos EXIM	123
5.5 Institutos de financiación del desarrollo y fondos de desarrollo	125
5.6 Bancos comerciales con seguro de exportación	125
5.7 Mercados de bonos.....	126

5.8	Fondos de pensiones	127
5.9	Otras posibilidades de financiación.....	127
5.10	Resumen	128
6	Conclusión	130
	Lista de referencias.....	133

Lista de Figuras

Figura 1:	Esquema de una red de agua potable y las posiciones posibles de las turbinas (Choulot, Denis y Punys, 2012)	26
Figura 2:	Rango de aplicaciones de varios tipos de turbinas hidráulicas suministradas por Escher Wyss, ahora Andritz Hydro (Raabe, 1985)	33
Figura 3	Esquema de una pequeña central hidroeléctrica de pasada (Gatte y Kadhim, 2012)	35
Figura 4:	Esquema de central de pasada con un corto canal de desvío (EN 61116, 1992).....	36
Figura 5:	Pequeña Central Hidroeléctrica Malczyce (9 MW) – Río Oder, Polonia (Wody Polskie, 2020)	36
Figura 6:	Pequeña Central Hidroeléctrica de paso localizada en la orilla de la margen izquierda del río. (EN 61116, 1992)	37
Figura 7:	Forma del canal de entrada de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Januszkowice (1.5 MW) – Río Oder, Polonia (Fuente: archivos IMP PAN)	38
Figura 8:	Esquema de una rápida escalonada compacta de río capaz de operar el oleaje sin grandes variaciones del nivel del agua en las etapas intermedias (Michałowski and Plutecki, 1975)	39
Figura 9:	Esquema de una unidad de máquina triple en un sistema de cortocircuito hidráulico en Geesthacht PSPP (Alemania). El mismo sistema se puede replicar a menor escala (Bellmann, Sebestyen, y Wührer, 1999)	40
Figura 10:	Gráficos de eficiencia normalizada en el plano ($n_{HD}/n_{HD\ opt}$, Q_{HD}) para una turbina Pelton (a), turbina Francis de baja y alta velocidad específica (b y c, respectivamente) y una turbina Kaplan (d). (Raabe, 1989)	42
Figura 11:	Tipos clásicos de turbinas que dependen del parámetro de velocidad específico (Raabe, 1989, después de Voith)	44
Figura 12:	Parámetros típicos de los rotores de energía eólica (Saini y Saini, 2019 después de Menet, 2004, y Wilson & Lissaman, 1974).	45
Figura 13:	Amplio daño por cavitación en el lado de succión de un pequeño rotor de turbina Francis (1970s, fuente: archivos IMP PAN)	46
Figura 14:	Posicionamiento de los niveles de referencia de una turbina reactiva. Orientación arbitraria del eje de transmisión (IEC 60193, 2018)	47
Figura 15:	Curvas de cavitación límite vs al coeficiente de velocidad específico (after Arndt, 1981)	48
Figura 16:	Turbina Pelton de 7 MW de la Central Hidroeléctrica Gletsch Oberwald (CH) (Fuente: FMV SA)	49
Figura 17:	Esquema de una Turbina Turgo de un solo chorro (Mala voda, 2020)	50
Figura 18:	Modelo simplificado de turbina Turgo (Hartvigsen Hydro, 2020).....	50
Figura 19:	Configuración de una pequeña antigua turbina Francis de baja carga (después de Hoffmann (ed.), 1992)	51
Figura 20:	Modesta turbina Francis en una central hidroeléctrica Polaca rehabilitada (fuente: archivos IMP PAN)	52
Figura 21:	Curvas de eficiencia características de turbinas hidráulicas (Raabe, 1989)	52
Figura 22:	Turbina Kaplan clásica en configuración de sifón. Pequeña Central Hidroeléctrica Marktbreit (H 2,5 m, P 1100 kW) - Main, Alemania (Fuente: Raabe, 1985, después de Voith)	53

Figura 23: Sección esquemática vertical de una pequeña central hidroeléctrica de baja carga con una turbina tubular de tipo S. (Después de IEC 61116, 1992).....	54
Figura 24: Hélice inversa o turbina semi-Kaplan en una configuración de sifón de codo doble (ESHA, 2004)	54
Figura 25: Turbina semi-Kaplan en una configuración de sifón de codo único (ESHA, 2004).....	54
Figura 26: Turbina Kaplan en configuración SAXO (Gale et al., 2010)	55
Figura 27: Comparación entre los trabajos de excavación necesarios para las turbinas clásicas Kaplan (2 unidades) y 4 turbinas tubulares SAM (4 unidades) con la misma capacidad total. (Czerwinski, Canas, and Marin, 2012).....	55
Figura 28: Turbina tubular Kaplan en disposición de pozos (ESHA, 2004).....	56
Figura 29: Una unidad compacta semi-Kaplan con aumento de velocidad de bisel (ESHA, 2004)	56
Figura 30: Unidad compacta característica con aumento de velocidad de bisel. Oborniki SHP, Polonia (Fuente: archivos IMP PAN).....	56
Figura 31: Unidades de flujo axial Hidromatrix® ofrecidas por Andritz para su instalación en cerraduras o puertas de trabajo (Cui, Binder and Schlemmer, 2007)	57
Figura 32: Unidad TMBA (Turbina de muy baja altura) en la salida del canal Milleau (Leclerc, 2008)	57
Figura 33: Turbina diagonal Mhylab (Denis, Cottin and Choulot, 2016).....	58
Figura 34: Turbina diagonal Mhylab (Bullani and Denis, 2019)	59
Figura 35: Turbina de flujo cruzado según el concepto Ossberger (Ossberger, 2018).....	59
Figura 36: Bombas para operación de Turbinas ofrecidas por KSB AG (KSB, 2012)	61
Figura 37: Turbina Duo Turbo desarrollada en HES SO Valais (HES SO Valais, 2020)	62
Figura 38: Modelo de una rueda hidráulica desarrollado por Bavarian company de Walter Schumann en la Feria Anual RENEXPO Interhydro en Salzburgo, Austria (fuente: J. Steller)	63
Figura 39: Turbinas de eje horizontal sin tobera y que se adapta al flujo (Khan, 2009)	64
Figura 40: Turbina cinética de eje vertical (Khan, 2009)	64
Figura 41: Unidad hidrocínética 3, proyecto Strom Boje (Fuente: Aqua Libre Energieentwicklungs GmbH)	67
Figura 42: Canal de descarga del Proyecto Hidroeléctrico Lavey, con una plataforma abierta para probar el prototipo de turbina cinética (Munch et al., Water 2018).....	67
Figura 43: Tecnología Hydroquest probada en Francia (HydroQuest, 2020)	68
Figura 44: Vista esquemática del tornillo de Arquímedes que muestra el posicionamiento instantáneo del agua en los “deflectores” formados por la hoja del tornillo (Rohmer et al., 2016)	69
Figura 45: Un tornillo de Arquímedes paralelo colocado por Rehart Power (izquierda) y una vista 3D de la unidad de tornillo coaxial de Hydroconnect (derecha) en la Feria RENEXPO Interhydro en 2017 (Fuente: J. Steller).....	70
Figura 46: Motor hidroeléctrico Steffturbine™ (Baselt, Malcherek and Maerker, 2013)	70
Figura 47: Turbina de pozo tubular con un multiplicador de velocidad biselada (Voith, 1990s).....	71
Figure 48: Unidad tipo Kaplan con un multiplicador de velocidad de eje paralelo (Eisenbeiss, 2016)	71

Figura 49: Engranajes rectos para una turbina Kaplan vertical (izquierda) y para una turbina tubular de pozo (derecha) (Eisenbeiss, 2016)	72
Figura 50: Engranajes cónicos conectados a un generador horizontal (izquierda) y a un generador vertical (derecha) (Eisenbeiss, 2016).....	72
Figura 51: Un doble engranaje planetario fabricado por Rohloff AG (2020)	73
Figura 52: Rango de aplicación para 3 tipos de correas de transmisión ofertadas por Hutchinson (2020)	74
Figura 53: Correas de transmisión planas instaladas en instalaciones de micro centrales hidroeléctricas (Burger Wasserkraftanlagen, 2020).....	74
Figura 54: Una unidad de transmisión mini con una combinación de transmisión de energía mediante correas de transmisión planas y controladores de velocidad (ESHA, 2004)	76
Figura 55: Generador asíncrono (Little, 2016)	78
Figura 56: Esquema de una unidad de electrónica de potencia con un tiristor o un rectificador TBPA activo y un inversor TBPA (Sobczyk et al., 2010)	79
Figura 57: Esquema del sistema eléctrico de un bloque de energía PH en el sur de Polonia. Una captura de pantalla tomada en reposo del sistema de control y supervisión de la central eléctrica (Cortesía de PGE EO SA).....	82
Figura 58: Esquema del sistema de control hidráulico de la Unidad 1 de un PH de la Figura 53. Una captura de pantalla tomada inmediatamente después del apagado del sistema de supervisión y control de la planta de energía (Cortesía de PGE EO SA)	82
Figura 59: Limpiador de rejillas de basura articulado en Januszkowice HP - río Oder, Polonia (fuente: J. Steller)	84
Figura 60: Rejilla de Aquashear Coanda (Dulas Ltd, 2020)	84
Figura 61: Toma de agua de la Rutki SHP - Radunia Cascade, Polonia (Fuente: archivos IMP PAN)	85
Figura 62: Pequeña central hidroeléctrica con dos Flygt sumergibles y compuertas de toma cilíndricas (Flygt, 2020).....	86
Figura 63: Segmento de una compuerta Tainter (USACE, s.f)	87
Figura 64: Puerta abatible con bisagras en la cresta del vertedero en Rzeczyca HP - río Wierzyca, Polonia (Fuente: J. Steller).....	87
Figura 65: Compuerta tipo aleta de panza de pez articulada a un borde de la compuerta Tainter. UHE Perach - río Inn, Alemania (Raabe, 1985)	87
Figura 66: Principio de funcionamiento del vertedero inflado (Daniel & Paulus, 2019).....	88
Figura 67: Vertedero inflable en temporadas de invierno y verano, Kliczkow HP - río Kwisa, Polonia (Polniak, 2015).....	88
Figura 68: Compuerta tipo espiga o espoleta Hydroplus clásica. Principio de funcionamiento (Hydroplus, 2020)	89
Figura 69: Principio de funcionamiento de un vertedero elástico e instalación existente en Hausach - Kinzig, Alemania (Wiegand, 2020)	90
Figura 70: Distribución del esfuerzo de tracción (MN/m ²) en el nodo de ramificación de la tubería forzada (Adamkowski et al, 2019)	91
Figura 71: Rangos típicos de aplicación en pequeñas centrales hidroeléctricas de compuertas de acero y hierro dúctil (Steller, 2020 en adelante)	92

Figura 72: Uniones típicas de compuertas de acero y hierro dúctil: a) Uniones soldadas; b) articulaciones de glándula; c) juntas de brida; d) juntas de espiga; e) juntas de espiga roscada (Giesecke & Mosonyi, 1998).....	92
Figura 73: Estructura de la tubería Flowtite (Izquierda). Sustitución de un segmento de tubería forzada de madera por una tubería de PRFV Hobas (derecha). Estación hidroeléctrica Jackman, Hillsborough, New Hampshire, EE. UU. (Amiblu, 2020).....	93
Figura 74: Válvulas de mariposa ofrecidas por la empresa TB Hydro (TB Hydro, 2020).....	95
Figura 75: Válvulas rotatorias y de tipo globo ofrecidas por la empresa TB Hydro (TB Hydro, 2020)	95
Figura 76: Paso de peces tipo piscina (izquierda) y tipo deflector empinado (Denil) (derecha) (Fuente: J. Geist, P. Rutschmann)	98
Figura 77: Combinación de diferentes tipos de rampas, con elementos de hormigón en primer plano y rampa empinada y rugosa en el fondo (Fuente: P. Rutschmann).....	98
Figura 78: Pasaje de peces similar a la naturaleza en la HPP de Freudenu, Austria (Fuente: W. Reckendorfer).....	99
Figura 79: Rampa para anguilas cubierta por un estrato tipo cepillo (izquierda) y (derecha) un estrato de conos de hormigón (fuente: AFB).....	99
Figura 80: Elevador de peces Runserau, Austria (fuente: M. Schletterer).....	100
Figura 81: Esclusa para peces en la PH Jeging 2, Austria. (fuente: M. Schletterer)	101
Figura 82: Vista de turbinas aptas para peces: tornillo (arriba a la izquierda), TMBA (arriba a la derecha) (Fuente: tecnologías MJ2), turbina Pentair (abajo a la izquierda) y turbina Alden (abajo a la derecha)	103
Figura 83: Dispositivo piloto IDA en la toma de una turbina Kaplan durante una prueba de 35 kW con dos electrodos de cobre en forma de anillo (izquierda) y tasas de daño observadas para el pasaje de peces sin (azul) y con dispositivo piloto IDA (rojo) para diferentes longitudes de peces (longitud total TL)	104
Figura 84: Pared deslizante en la central eléctrica de Bellows Falls (Odeh, et al., 1998)	105
Figura 85: Plano conceptual de ubicación de los desvíos aguas abajo en las tomas de las plantas hidroeléctricas (de Larinier, et al., 2002).....	106
Figura 86: Vista longitudinal de un bastidor de barras inclinado (Fuente: Courret, et al., 2008).....	107
Figura 87: Bastidor de barras inclinado con aberturas al sistema de canal de bypass (Fuente: P. Rutschmann)	107
Figura 88: El bastidor de barras horizontales de la HP de flujo residual Schiffmühle, Suiza, durante la extracción del yacimiento en julio de 2018 (Fuente: J. Meister, VAW)	108
Figura 89: Vista geométrica detallada de la persiana, el bastidor de barras en ángulo y el bastidor de barras en ángulo modificado (CEM) (de Boes, et al., 2017).....	108
Figura 90: a) bastidor de barra en ángulo "clásico", y b) bastidor de barra en ángulo con barras en la dirección de la corriente (de Raynal, et al., 2014)	109
Figura 91: Ilustración de la toma de agua de Coanda y ejemplo de la toma de agua de Coanda de Escouloubre (977 m de altitud) en el río Aude, Francia (Fuente: AFB)	109
Figura 92: Visualización del concepto Hydro Shaft (línea superior) y 450 kW en Grossweil, Alemania (línea inferior) (Fuente: línea superior: UTM y línea inferior: A. Sepp).....	110

Figura 93: Mercados perfectos e imperfectos (1to3 capital)..... 122

Lista de Tablas

Tabla 1: Ejemplos de Operadores de Mini-Redes (EREF, 2020)..... 21

Tabla 2: Factores de parámetros de rendimiento no dimensionales y dimensionales (IEC 60193, 2018) 41

Tabla 3: La altura equivalente, la densidad de flujo de potencia y el rendimiento máximo que se esperan de las turbinas de hélice hidrocinéticas sin tobera de alta eficiencia de varios diámetros..... 65

Abreviaciones, símbolos y unidades

Abreviaciones	
AC	Corriente alterna
ACE	Acuerdo de compra de energía
AFD	Agencia Francesa de Desarrollo
AFDB	Banco Africano de Desarrollo
AIE	Área de investigación europea
All	Agenda de investigación e innovación
AOD	Ayuda oficial al desarrollo
ASS	Administración de la Seguridad Social
BCT	Bomba como turbina
BioPA	Evaluación del desempeño biológico
BPS	Puntos básicos
CASIMIR	Modelo de simulación asistido por computadora para flujo de entrada y riparia
CCPP	Costo de capital promedio ponderado
CEM	Corredor de espacio mínimo
CFD	Dinámica de fluidos computacional
CIEEU	Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos
CLP	Controlador lógico programable
CNE	Costo nivelado de la electricidad
D:C ratio	Proporción deuda:capital
DC	Corriente continua
DMA	Directiva marco del agua
EAB	Energía de almacenamiento bombeado
EASE	Asociación europea para el almacenamiento de energía
EBAM	Estante de barra en ángulo modificado
ECA	Agencia de crédito a la exportación
EERA	Alianza europea de investigación energética
EEUU	Estados Unidos de América
EIB	Banco Europeo de Inversiones
EN-ISO	Norma europea - Organización internacional de normalización
EPEI	Esquema de productor de energía independiente
ER	Energías renovables
EREF	Federación Europea de Energías Renovables
etc.	Etcétera – y así sucesivamente
EUR	EURO
FAC	Fabricación asistida por computadora
FER	Fuentes de energía renovable
GBM	Grupo del Banco Mundial
GPS	Sistema de Posicionamiento Global

H2020	Horizonte 2020 (un programa con financiamiento de la UE)
HCA	Hormigón de concreto armado
HREI	Hoja de ruta estratégica de la industria
i.e.	Latino: „id est“ – que significa „eso es“
IAC	Ingeniería asistida por computadora
IBRD	Banco Internacional de Reconstrucción y Desarrollo
ICOLD	Comisión Internacional de Grandes Represas
IDA	Asociación Internacional de Desarrollo
IDF	Instituciones de desarrollo financiero
IFC	Corporación financiera internacional
IFD	Institutos de financiación del desarrollo
IFMs	Instituciones financieras multilaterales
IHA	Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
LPLSP	Ley de Políticas de Legislación de Servicios Públicos
MAS	Máquina axial en forma de S (turbina) con un codo aguas arriba
MEF	Método de elementos finitos
MIGA	Agencia multilateral de garantía de inversiones
MVAC	Modelo de valoración de activos de capital
O&M	Operación y mantenimiento
OECD	Organización para la cooperación económica y el desarrollo
ONG	Organización no gubernamental
PAD	Polietileno de alta densidad
PCAV	Pulverización de combustible de oxígeno a alta velocidad
PCSD	Proporción de la cobertura de servicio de la deuda
PE	Polietileno
PH	Pequeña hidroeléctrica
PIMEs	Pequeñas y medianas empresas
por ejm.	Por ejemplo
PRFC	Plásticos reforzados con fibra de carbono
PRFV	Plásticos reforzados con fibra de vidrio
PRV	Plásticos reforzados de vidrio
PTAP	Plantas de tratamiento de agua potable
PVC	Cloruro de polivinilo
R&D	Investigación y desarrollo
RBC	Racks de barra curva
SAXO	Turbina tubular en forma de “SAXOfón”
SDB	Sistema de detección de barotrauma
SSD	Sistema de soporte de decisiones
Straflo	Flujo recto (turbina)
TBPA	Transistor Bipolar de Puerta Aislada

TMBA	Turbina de muy baja altura
UE	Unión Europea
USD	Dólar estadounidense
UTM	Universidad Técnica de Munich
VPE	Vehículo / empresa de propósito especial
VSP	Ventana del sector privado

<i>Símbolos</i>	
<i>A</i>	Área
<i>B</i>	Ancho
β	Ángulo
<i>c</i>	Celeridad sonora
CO_2	Dióxido de carbono
<i>D</i>	Tiempo/duración, horas
<i>D</i>	Diámetro
<i>E</i>	Energía específica, J/kg
ε	Densidad de potencia bruta
<i>f</i>	Relación de excedente de capacidad de potencia
<i>f</i>	Frecuencia
<i>g</i>	Aceleración de la gravedad
\bar{g}	Aceleración promedio de la gravedad
<i>H</i>	Carga neta
<i>H_s</i>	Carga de succión
<i>I</i>	Corriente eléctrica
<i>n</i>	Velocidad de rotación
<i>n_Q, n_{sQ}, n_{sP}</i>	Velocidad específica (definiciones varias)
<i>NPSH</i>	Carga de succión positiva neta
<i>P</i>	Energía (mecánica o eléctrica activa)
<i>p</i>	Número de polos en un generador
<i>p_{abs}</i>	Presión absoluta
<i>p_{va}</i>	Presión de vapor saturada
<i>Q</i>	Energía eléctrica reactiva
<i>Q</i>	Caudal volumétrico / descarga
$\cos \varphi$	Factor de potencia
σ_{Th}	Número de cavitación de Thoma
<i>S</i>	Energía eléctrica aparente
<i>T</i>	Esfuerzo de torsión
<i>TSR</i>	Relación de velocidad de la punta
<i>U</i>	Voltaje
<i>v, V</i>	Velocidad de flujo
ω	Velocidad angular, rad/s

z	Elevación
η	Eficiencia
ρ	Densidad Líquida

Unidades	
°	Grados
%	Porcentaje
a	Año
A	Amperio
GPa	Gigapascal
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatthora
h	Hora
HP	Caballo de fuerza
kGm	Kilogramo-metro (unidad obsoleta de momento mecánico)
km	Kilómetro
kW	Kilowatt
l	Litro
m	Metro
m ³	Metro cúbico
mm	Milímetro
MW	Megawatt
MWh	Megawatthora
Nm	Newton metro
rpm	Revoluciones por minute
s	Segundo
V	Voltio
VA _r	Voltio-Amperio (reactivo)
W	Watt

1 Introducción

1.1 Comentarios introductorios

La energía hidroeléctrica, especialmente la pequeña energía hidroeléctrica (SHP), ya ha demostrado en el pasado que puede desempeñar un papel decisivo en la electrificación de regiones. Sin embargo, no fue la primera de las fuentes que permitieron las primeras redes de electrificación y electricidad en Europa a finales del siglo XIX. Los principales hitos (Walcher, 2020) incluyeron la primera instalación hidroeléctrica en Northumberland (Inglaterra) en 1880, y la primera transmisión de corriente trifásica a larga distancia desde una central hidroeléctrica, de Lauffen / Neckar a Frankfurt / Main (Alemania) en 1891 con fines de demostración durante la Exposición Universal de Frankfurt (Wessel (ed), 1991). Y algunos años más tarde, con la puesta en servicio de la UHE Wynau (Suiza) en 1896, la UHE Paderno d'Adda (Italia) y la UHE Rheinfelden (cooperación suizo / alemana) en 1898, se inició la historia de las redes eléctricas europeas modernas (VDE, 2015). La tecnología se desarrolló con estándares muy altos en términos de eficiencia, seguridad y confiabilidad y se utiliza hoy en día en todo el mundo.

En los últimos años, la energía hidroeléctrica se identificó como un elemento indispensable de la transformación del sistema energético global (IRENA, 2019) y ha crecido en todo el mundo. Hoy en día, las PH se utilizan normalmente en condiciones en las que no se pueden implementar grandes centrales hidroeléctricas, aprovechando también el potencial sostenible que de otro modo no se podría utilizar. Aunque es una fuente de energía limpia, la energía hidroeléctrica y especialmente las PH han sido objeto de escrutinio y oposición en muchos casos cuando las plantas hidroeléctricas se erigieron sin considerar la última tecnología y, por lo tanto, no brindaron todos los beneficios posibles.

La industria hidroeléctrica europea ofrece una completa gama de soluciones y servicios para aprovechar el potencial de la energía hidroeléctrica de una manera sostenible, de hecho, para casi cualquier condición. Lo más importante es que los equipos europeos se distinguen por su alta eficiencia y pueden cumplir incluso con las leyes y normativas medioambientales más estrictas. En los siguientes capítulos, junto con información técnica e histórica general, se brinda información sobre estas soluciones para mostrar cómo la industria hidroeléctrica europea puede contribuir al suministro de energía sostenible.

Este manual no pretende ser una recomendación para comprar equipos únicamente a las empresas mencionadas. De hecho, los proveedores de soluciones hidroeléctricas sostenibles se encuentran en toda Europa y los contactos comerciales deben establecerse individualmente. Por tanto, el proyecto HYPOSO proporciona una lista de contactos públicos disponibles de la industria hidroeléctrica europea:

<https://www.hyposo.eu/en/sector-information/sector-sector-information-europe/> .

Además, las partes interesadas de Europa y de los países objetivo de HYPOSO, Bolivia, Colombia y Ecuador en América Latina, y Camerún y Uganda en África, están invitados a participar en la denominada Plataforma HYPOSO, que brinda más información y tiene como objetivo fomentar contactos comerciales en el sector:

<https://www.hyposo.eu/en/hyposo-platform/> .

1.2 La pequeña energía hidroeléctrica como elemento vital para la electrificación nacional

1.2.1 Red conectada

Aunque muchas veces se considera la energía de pequeñas hidroeléctricas (PH) como la solución perfecta para electrificar áreas remotas también es un contribuyente valioso a la estabilidad de la red en las redes existentes, ya sea en forma de generación de carga base constante a partir del funcionamiento de plantas fluviales, como

estabilizador de la red en forma de cascadas de energía hidroeléctrica en operaciones de oleaje, instalaciones de almacenamiento e incluso plantas de energía de almacenamiento por bombeo (EAB). Especialmente, cuando los países necesitan o quieren desarrollar redes localmente balanceadas, integrando fuentes de energía renovables intermitentes como instalaciones eólicas o solares, los beneficios de las PH se hacen visibles.

Las PH son una fuente de energía renovable con baja volatilidad y muestra un impacto beneficioso en las redes eléctricas, porque pueden alimentar una producción continua durante un período de tiempo predecible. La duración del uso de la energía instalada (en horas de carga completa / año) depende del tipo de instalación y del suministro de agua para la generación hidroeléctrica. Generalmente, las plantas utilizadas con fines de regulación y las de pasada en regiones montañosas o sub-montañosas muestran un valor bajo de este parámetro a diferencia de las de pasada ubicadas en cursos de agua con alta estabilidad de caudal. El proyecto Stream Map (ESHA, 2012) publicó para PH un promedio de 3.252 horas a plena carga para la EU-27 (entonces con el Reino Unido pero sin Croacia), que es más alto en comparación con otras fuentes renovables como el viento (2.000 horas a plena carga) y plantas de energía solar (914 horas a plena carga). Recientemente, se han realizado estudios en Francia (France Hydro Electricité, 2020) y Alemania (Zdrallek, 2018) para investigar en detalle los impactos de las PH en las redes eléctricas.

Según los cálculos de Zdrallek (2018), en Alemania (se consideraron 7.000 PH, cada una con una capacidad < 1 MW), se necesitarían 750 millones de euros de costos adicionales necesarios para la extensión de la red en la red de media y baja tensión, en cambio, las fuentes de energía renovables volátiles, como la energía eólica o la fotovoltaica, deberían proporcionar la misma capacidad. Además, la expansión de la red de las redes de distribución se puede reducir considerablemente ya que se puede evitar la construcción de miles de kilómetros de líneas eléctricas. Si las PH se construyen cerca de los consumidores de electricidad, las pérdidas de la red también se reducen significativamente. A través de la buena capacidad de control, PH pueden apoyar activamente el mantenimiento de la frecuencia y la estabilización del sistema general (proporcionando el llamado poder regulador). Este hecho juega un papel importante especialmente cuando se deben reemplazar otras fuentes de energía convencionales (fósiles). Debido a la buena controlabilidad (potencia activa y reactiva), PH además pueden contribuir a la importante calidad de suministro y tensión en las redes de distribución.

Si se modifica, PH también pueden desempeñar el papel de generadores controlables y descentralizados y puede suministrar mini redes locales (por ejemplo, infraestructura crítica como sectores de servicios de emergencia) también en caso de apagones extensos. No solo las plantas de almacenamiento, incluso las centrales eléctricas de pasada pueden utilizarse (sin pérdida de eficiencia) como depósitos de energía descentralizados, cuando la capacidad de almacenamiento en los embalses de los ríos se gestiona de forma dinámica. Además de los beneficios para la red, PH tienen otro beneficio importante. Debido a la construcción relativamente simple y robusta, surgen bajos costos de mantenimiento y es posible un largo tiempo de operación (> 50 años), lo que conduce a costos de generación de electricidad muy bajos.

Por supuesto, los números absolutos que se muestran aquí se refieren solo a Alemania, y debe indicarse que las condiciones de funcionamiento de PH en Alemania son las mejores de Europa. Por lo tanto, lo más probable es que se puedan lograr beneficios, aunque no en las mismas dimensiones que se presentan aquí.

Según el estudio francés (France Hydro Electricité, 2020), que se centró en el papel de Francia en el sistema eléctrico europeo, la energía hidroeléctrica desempeña un papel primordial para la flexibilidad, proporcionando un amortiguador para la variación estructural de la demanda residual, cubriendo los errores de previsión de la demanda residual y proporcionando rápidamente contingencias dinámicas. Sin la energía hidroeléctrica el sistema no podría mantenerse. En cierta medida, en un escenario integrado del futuro de la red europea (para 2050), la PH puede desempeñar un papel similar al de las baterías en lo que respecta a su potencial de modulación. Además, la PH puede tener un futuro comercial si se utiliza como productos de reserva de frecuencias en rampa o nuevos, o como plataforma de flexibilidad local. Se podrían licitar servicios auxiliares a largo plazo y capacidades flexibles y también se debería considerar la fijación de precios por escasez. Lo que hay que pensar

todavía es en una remuneración justa y específica de los servicios prestados por la energía hidroeléctrica, que será más necesaria en el futuro.

1.2.2 Fuente de energía cautiva

El concepto de centrales eléctricas cautivas tiene una importancia creciente a nivel internacional, especialmente en regiones con un suministro de red poco fiable (apagones, caídas de tensión, desprendimiento de carga, etc.), tarifas de red elevadas/desarrollo de tarifas inciertas o escenarios fuera de la red. En algunas regiones, las centrales eléctricas cautivas también se conocen como de generación integrada, que, en algunos países, sin embargo, podrían ser mal interpretadas por las centrales eléctricas integradas en las redes de distribución.

Las empresas agrícolas, comerciales o industriales dependen en gran medida de un suministro fiable de energía suficiente para mantener una operación rentable y competitiva. Por lo tanto, en lugar de depender sólo del suministro de la red, están buscando cada vez más centrales eléctricas dedicadas en o cerca de sus instalaciones para cubrir sus necesidades energéticas. Las centrales eléctricas cautivas suelen tener una capacidad de generación menor, ya que se centran solamente en la demanda de carga de la empresa objetivo específica. Ya sea que estas centrales eléctricas estén:

- conectado a la red o funcionando fuera de la red
- propiedad o mantenidas por la compañía (prosumer) o suministrando energía a la compañía como un intermediario

depende de la situación individual de cada proyecto y/o del régimen normativo nacional.

Si bien en el pasado esas centrales eléctricas han utilizado generadores de combustibles fósiles (grupos eléctricos diesel), se están renovando continuamente y ahora están equipadas inicialmente con fuentes de energía renovable para:

- disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, que deben ser entregados a la central eléctrica de manera continua;
- ahorrar costos a medida que los precios del Diesel suben;
- mejorar la huella ecológica del consumidor corporativo.

La selección de la fuente de energía renovable depende de la ubicación de la planta. Mientras que algunas zonas son perfectas para las plantas de energía fotovoltaica o eólica, la PH es una excelente opción donde los ríos adyacentes ofrecen un buen potencial energético. La industria agrícola, por ejemplo, suele operar cerca de ríos que podrían utilizarse para la generación de energía.

Un ejemplo es el Organismo de Desarrollo del Té de Kenya (KTDA), el mayor productor de té del mundo, que depende cada vez más de la energía hidroeléctrica a pequeña escala para sus fábricas de té. A través de su propia filial, la KTDA Power Corporation (KTPC), invirtió y gestionó en la primera fase la central hidroeléctrica de Gura de 5,8 MW, la central hidroeléctrica de Mathioya Norte de 5,6 MW y la central hidroeléctrica de Chania de 0,9 MW. Se han identificado más sitios, que tendrían un buen potencial de PH en la siguiente fase.

La central de energía solar fotovoltaica de 5,8 MW de Gura está situada en lo alto del valle del Gura en el condado de Nyeri, en Kenya central. Fue construida en 2016 y suministra un total de 18 GWh de energía eléctrica al año. La energía generada cubre la demanda de energía de las 4 fábricas de té de Iriaini, Chinga, Gathuthi y Gitugi. El excedente de energía se introduce en la red de la empresa estatal KPLC en virtud de un acuerdo de compra de energía (ACE). Por lo tanto, asegura ingresos adicionales a la KTDA y mejora la estabilidad de la red pública en las zonas circundantes.

Antes de la instalación de la PH de Gura, las fábricas dependían de la inestable red pública y de los grupos eléctricos diesel, que se utilizaban durante los constantes cortes de la red (Liu et al., 2019).

Otro enfoque técnico a este respecto es la generación de energía basada en la recuperación de la energía perdida en diversos procesos tecnológicos. Este tipo de opciones técnicas se examinan con más detalle en la sección 1.3.2 (Hidroeléctrica oculta) y en algunos otros lugares del presente manual.

1.2.3 Mini-Redes

El enfoque de desarrollo de la red nacional suele centrarse en la consecución de una única red nacional interconectada con enormes centrales eléctricas que alimentan la red nacional de transmisión para suministrar energía a las redes de distribución. Pueden lograrse fácilmente economías de escala y una electrificación nacional completa, así como recuperar los costos de inversión cuando se tiene una alta densidad de población, así como cargas de consumo económicamente atractivas.

Sin embargo, ese enfoque puede ser un reto para los países con baja densidad de población, especialmente en las zonas rurales, y con consumidores que sólo tienen cargas pequeñas: Una baja densidad de población da lugar a un alto costo de conexión a la red específica para los hogares individuales. En combinación con un pequeño ingreso mensual, los operadores de la red pueden tardar mucho tiempo en recuperar el costo de inversión correspondiente (en algunos casos más de 20 años).

Las largas líneas de transmisión para tender puentes sobre zonas despobladas y/o terrenos geográficos difíciles para servir a pequeñas comunidades más allá podrían no ser económicamente viables.

Sin embargo, como la electrificación impulsa el desarrollo económico, es un factor importante y determinante para elevar el nivel de prosperidad. Especialmente los países emergentes y en desarrollo se enfrentan a dificultades económicas para conectar asentamientos remotos a través de una red centralizada, lo que da lugar a regiones no conectadas y subdesarrolladas. Por ejemplo, en la región subsahariana, alrededor del 57 % de la población, es decir, 612 millones de personas no tenía acceso a la electricidad a finales de 2018.

Aquí es donde se puede aplicar el concepto de Mini-Redes, que se basa en una red independiente que sirve a los consumidores de energía dentro de límites definidos. Las mini-redes suelen estar aisladas lejos de la red central en zonas remotas, pero también podrían estar conectadas a la red en regiones con un suministro de energía insuficiente e inestable. Las Mini-Redes conectadas a la red cambian a modo de isla una vez que la red central falla.

Existen varios modelos de negocio posibles para el funcionamiento de las mini-redes (Tabla 1) que pueden resumirse de la siguiente manera:

Tabla 1: Ejemplos de Operadores de Mini-Redes (EREF, 2020)

Inversionistas del sector privado	Las inversiones pueden hacerse a través de Vehículos de Propósito Especial (VPE) que tienen varios accionistas; sobre la base de una licencia/concesión obtenida de las autoridades reguladoras.
Comunidades de energía	Concepto emergente que podría incluirse en el marco regulatorio; fuerte compromiso de la comunidad beneficiaria.
Servicios públicos	Podría actuar de acuerdo con una obligación de servicio universal; la energía eléctrica para la mini-red podría comprarse a un productor independiente de energía (PEI).

Especialmente las *Comunidades de Energía* pueden ser una fuerza motriz para las Mini-Redes, ya que lentamente se consideran en las regulaciones nacionales de energía también.

Si bien las Mini-Redes surgieron inicialmente en una zona jurídicamente gris, los países las están considerando lentamente en su marco normativo y como parte de su estrategia nacional de electrificación para impulsar la electrificación rural.

La generación de energía es el corazón de la Mini-Red, que puede consistir en una sola unidad o en múltiples plantas de generación de energía eléctrica. No existe una definición clara del rango de capacidad para las Mini-Redes, con diferentes fuentes utilizando diferentes rangos; sin embargo, una de las definiciones de rango de capacidad comúnmente utilizada es de 10 kW a 10 MW (MGP, 2020).

Los generadores diesel solían ser un sistema de generación de núcleos en las Mini-redes. Sin embargo, a medida que aumentan la carga de CO₂ y requieren un suministro constante de combustible expansivo, las fuentes de energía renovable están tomando lentamente el control. Cuando se dispone de condiciones hidrológicas adecuadas, el segmento de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PH) es una alternativa perfecta para proporcionar un suministro fiable de energía renovable. Las turbinas cinéticas emergentes podrían ofrecer aún más flexibilidad para aumentar la aplicabilidad de la PH en los escenarios de mini-redes (véase el capítulo 3.1.4 de este manual para más detalles).

La implementación de sistemas de generación híbridos para alcanzar un suministro estable de energía renovable está aumentando a medida que los sistemas de control y gestión de la energía eléctrica requeridos han alcanzado la madurez técnica. La PH puede funcionar de forma independiente o en un sistema híbrido, por ejemplo, con FV-Solar para hacer frente a la fluctuación estacional y a los picos de demanda.

Un ejemplo es la Mini Red en el Distrito de Ludewa en Tanzania (ACRA, 2020) que suministra energía hidroeléctrica a 20 aldeas rurales aisladas y conecta 4.000 hogares con aproximadamente 51.000 personas, así como 340 PIMEs, escuelas y un hospital, además de servicios de salud. La central hidroeléctrica implementada tiene una capacidad de 1,7 MW con una capacidad de producción anual total de 9.000 MWh y ha sustituido a varios grupos electrógenos individuales de diesel altamente contaminantes en las aldeas. El proyecto está administrado por una Entidad de Usuarios de Energía (EUE).

Cabe señalar que incluso en los países con redes nacionales que cubren la totalidad o casi la totalidad del territorio, el concepto de mini-red encuentra cada vez más interés a medida que el rápido desarrollo de las fuentes de electricidad intermitentes distribuidas aumenta la demanda de equilibrio local de los parámetros de la red. La respuesta son los grupos de energía que suministran las llamadas redes inteligentes. Los conceptos de red inteligente generalmente asumen algunas capacidades de almacenamiento de energía proporcionadas por baterías y PHs de almacenamiento o incluso de almacenamiento por bombeo. La ventaja no es sólo el aumento de la inercia de la porción de la red nacional y la disminución de las pérdidas de energía debido a la transmisión a larga distancia de la energía de regulación, sino también el aumento de la seguridad del suministro de electricidad, ya que el concepto supone normalmente el funcionamiento en isla en caso de un apagón a gran escala.

1.3 La innovadora industria europea de PH proporciona soluciones sostenibles

1.3.1 Fuerza innovadora de la pequeña industria hidroeléctrica europea

La energía hidroeléctrica ha sido un componente importante de la identidad industrial europea desde la antigüedad. Un vínculo directo entre la energía hidroeléctrica y el mundo más o menos institucional de la ciencia puede contarse al menos desde los tiempos de Leonhard Euler, un genio nacido en Suiza del siglo XVIII y padre de la teoría de las turbinas hidráulicas. Si bien el siglo XIX vio un desarrollo paralelo de la industria hidroeléctrica a ambos lados del océano Atlántico con dos tipos de turbinas importantes (Francis y Pelton) inventadas en los EE. UU., fue en Europa donde tuvo lugar la primera transmisión de electricidad a larga distancia, la tercera más importante. El tipo de turbina (Kaplan) se desarrolló más tarde y surgieron tres empresas gigantes de fabricación. El desarrollo tecnológico sistemático que ha tenido lugar durante el siglo anterior ha abarcado todos los aspectos

de la industria hidroeléctrica, incluida la ingeniería civil, hidráulica, mecánica y eléctrica. Debido a la gran importancia del sector y al alto nivel de competencia requerido, se introdujeron cursos técnicos relevantes en la mayoría de las universidades técnicas europeas y en numerosos colegios técnicos. Las universidades asumieron también una parte importante de la investigación necesaria y, en parte, también los esfuerzos de investigación y desarrollo con Lausana, Zurich, Grenoble, Munich, Stuttgart, Trondheim y algunos otros lugares en primer plano. La industria hidroeléctrica se concentró principalmente en los países alpinos (especialmente Francia, Alemania, Suiza y Austria), pero también Escandinavia (Noruega y Suecia) y la ex Unión Soviética (hoy: Federación de Rusia y Ucrania). Fabricantes de diversos tamaños y numerosas oficinas de consultoría e ingeniería están activas hoy también en la República Checa, Eslovenia, Italia, Polonia y algunos otros países.

La lista incomprensible de los principales avances tecnológicos que han tenido lugar en las últimas décadas incluye:

1. ampliar el rango operativo y las capacidades de regulación de capacidad, así como aumentar la velocidad y la eficiencia específicas de las unidades hidráulicas, tanto optimizando la geometría del sistema de flujo como introduciendo la tecnología de velocidad variable;
2. mejorar las propiedades de cavitación de las turbinas hidráulicas y mejorar su resistencia a la erosión en sus alrededores (mediante varias técnicas, incluida la configuración adecuada del sistema de flujo, la introducción de disposiciones adicionales como tiras anticavitación en los bordes de las palas del rodete y aletas de desintegración de cables de carga parcial dentro del área de succión de la turbina, mediante sistemas de inyección de aire y finalmente - mediante la aplicación de materiales resistentes a la erosión y recubrimientos protectores extendidos por técnicas innovadoras);
3. nuevo diseño y mayores parámetros técnicos de nodos de unidades hidráulicas estructurales cruciales como rodamientos, sellos, actuadores de mecanismos de regulación y las salvaguardas pertinentes;
4. nueva tecnología de equipos eléctricos, incluidos generadores con capacidad de operación de velocidad variable, así como tableros de interruptores eléctricos y equipos de protección;
5. introducir la tecnología del sistema de regulación y control completamente nueva, que permite la operación no tripulada con supervisión remota tanto de las unidades hidráulicas como de todas las instalaciones hidroeléctricas o incluso de las cascadas de los ríos;
6. nuevos equipos y tecnologías auxiliares, incluidos vertederos inflables, válvulas y compuertas, limpiadores de rejilla de basura, sistemas de paso de peces aguas arriba y aguas abajo, como escaleras de peces pasivas y activas, barreras de guía de peces, etc.

El principal estímulo para mejorar el rendimiento y las propiedades de cavitación de las turbinas hidráulicas mediante la optimización de la geometría del sistema de flujo fue el progreso en el CFD y otras técnicas relacionadas de análisis de flujo y diseño computarizado, incluida la resolución del problema inverso en mecánica de fluidos como uno de los enfoques de flujo de diseño del sistema. Los logros en otras direcciones parecen posibles como parte del progreso general en las ciencias técnicas y, en particular, como una implementación de nuevas ideas en ramas tecnológicas como la ciencia de los materiales y la tecnología de fabricación de maquinaria (incluidas las técnicas FAC y, más en general, las técnicas IAC), tecnología de control de fluidos (incluidos los sistemas hidráulicos de alta presión) e ingeniería eléctrica, incluida la electrónica de potencia eléctrica. El desarrollo dinámico de la informática y las tecnologías digitales relacionadas tuvo un profundo impacto en todos los aspectos de la ingeniería hidroeléctrica.

Además del aumento de los requisitos técnicos debido principalmente a razones económicas y una fuerte competencia en el mercado europeo, un impulso significativo para el progreso en numerosas direcciones provino de requisitos ambientales cada vez más estrictos. Estos han conducido, en particular, a la sustitución de los aceites

tradicionales de los sistemas lubricados por biodegradables y a la eliminación completa del aceite de numerosos sistemas de rodamiento de paletas y ejes.

Las restricciones ambientales han limitado sustancialmente los nuevos y grandes proyectos hidroeléctricos en Europa que dirigen la mayor parte de la producción de equipos a otros continentes. En la práctica, solo los proyectos que representan una parte de los principales planes orientados a la reducción sustancial de las cargas ambientales por parte de otros sectores (por ejem., asumiendo una parte del transporte terrestre por carretera mediante la navegación interior) o sobre la mitigación de los efectos del cambio climático (por ejem., mediante protección y almacenamiento de agua y energía) tienen una posibilidad realista de ser impulsados.

La situación es diferente en el sector de las pequeñas centrales hidroeléctricas (hasta 10 MW de capacidad según las estadísticas y la legislación de la UE), donde las restricciones ambientales cada vez en aumento han dejado espacio para la innovación o incluso han estimulado diseños completamente nuevos. En particular, el apoyo de los medios públicos ha permitido desarrollar una serie de unidades innovadoras de baja carga e hidrocíntrica, algunas de ellas especialmente atractivas para los mercados no europeos con posible aplicación en sitios sin acceso a la red nacional.

La importancia de la energía hidroeléctrica como contribuyente a la combinación de electricidad verde y, lo que es cada vez más importante, como herramienta de regulación en manos de los operadores de la red, es cada vez más reconocida en la UE y otros países vinculados con la UE por varios esquemas de colaboración más o menos estrechos. La importancia atribuida al sector por la Comisión Europea queda claramente demostrada por el contacto directo con asociaciones mundiales y europeas relacionadas con la energía hidroeléctrica como IRENA, Eurelectric, y el capítulo de las pequeñas centrales hidroeléctricas EREF. La energía hidroeléctrica es bien visible en varias iniciativas llevadas a cabo dentro del Área de Investigación Europea (AIE) que, además de los Estados miembros de la UE, incluye también actores de gran peso de la energía hidroeléctrica como Noruega, Suiza y Turquía.

Una de las iniciativas recientes dentro de la ERA es el establecimiento del proyecto conjunto "Hydropower" dentro de la Alianza Europea de Investigación Energética (EERA), que es un organismo paraguas que agrupa centros de investigación y universidades europeas con la misión de catalizar la investigación energética para una sociedad climáticamente neutra. El objetivo principal del "Proyecto Conjunto Hidroeléctrico" es facilitar la colaboración y coordinar las actividades de investigación para aumentar su eficacia. Una iniciativa actual de mayor importancia estratégica para todo el sector es el proyecto "Hydropower Europe" patrocinado dentro del programa marco de investigación Horizonte 2020. El propósito clave es desarrollar la Agenda de Investigación e Innovación (AII) relacionada con la energía hidroeléctrica y la Hoja de Ruta Estratégica de la Industria (HREI) para la próxima perspectiva de financiamiento.

Además de los proyectos destinados a proporcionar a la Comisión Europea los análisis necesarios para una estrategia racional hacia el sector, se están llevando a cabo numerosos proyectos de I + D y demostrativos, solo por mencionar HydroFlex (Incrementar el valor de la energía hidroeléctrica a través de una mayor flexibilidad), AFC4Hydro (Sistema de control de flujo activo para mejorar el rendimiento de las turbinas hidráulicas en operaciones fuera de diseño), ALPHEUS (aumento de la estabilidad de la red a través de la utilización y almacenamiento de energía hidráulica bombeada de baja carga), XFLEX HYDRO (flexibilidad del sistema de energía hidroeléctrica extensible), FIThydro (tecnologías innovadoras amigables con los peces para hidroeléctricas), SHYDRO-ALP, DAFNE, KEEPFISH, Hykinetics así como proyectos promotores y demostrativos HYPOSO y RES-34-2020 (Schleker, 2020). Como puede verse, el aumento de las capacidades técnicas de la energía hidroeléctrica para contribuir a la flexibilidad de la red se considera de alta prioridad tanto para las grandes como para las pequeñas centrales hidroeléctricas. Otro objetivo clave de investigación y desarrollo es aumentar la sostenibilidad de la energía hidroeléctrica minimizando los impactos ambientales no deseados sobre la biodiversidad y la continuidad biológica. Entre otras tendencias de desarrollo fuertemente apoyadas, cabe mencionar también la implementación

de la tecnología de pequeñas centrales hidroeléctricas para la recuperación de la energía perdida por estrangulamiento en los sistemas hidráulicos industriales y municipales. Estas y muchas tendencias de investigación y desarrollo más detalladas se suman a la alta calidad de la oferta industrial europea relacionada con las pequeñas centrales hidroeléctricas. Las principales áreas de esta oferta se describirán brevemente en los dos siguientes capítulos.

1.3.2 Explorando las hidroeléctricas ocultas

El término “hidroeléctrica oculta” se refiere a menudo a esta parte del potencial hidroeléctrico que se basa en los datos no incluidos en los estudios nacionales de potencial hidroeléctrico o puede utilizarse de una manera más racional que en la actualidad.

1.3.2.1 Recuperación y cosecha de energía

El primer grupo en particular se refiere a:

1. recuperación de energía en sistemas hidráulicos industriales y municipales;
2. recuperación de energía en sistemas de irrigación
3. recuperación de energía en estaciones desalinizadoras y otros sistemas industriales;
4. salidas de flujo residual en presas y diques existentes;
5. recuperación de energía en sistemas de derivación de peces;
6. recolección de energía en los conductos de derivación de las compuertas de las esclusas de navegación;

Una amplia descripción de estas y otras oportunidades para extraer energía de los sistemas de flujo en la infraestructura de agua existente fue dada por Choulot, Denis y Punys (2012), y cuando Choulot, Denis y otros dieron una descripción general de las mejores prácticas y un conjunto de 24 casos de estudios en Europa (2010).

Sistemas municipales de bebidas y aguas residuales

La recuperación de la energía hidráulica perdida en los sistemas hidráulicos municipales es el tipo más evidente de hidroeléctrica oculta. El interés en tales sistemas se puede fechar al menos desde la década de los 1900 (Planta hidroeléctrica Sonzier, Suiza) y se limitó inicialmente a los países montañosos, principalmente alpinos, donde existían condiciones especialmente favorables debido a diferencias sustanciales en la altitud de los posibles sitios de recuperación de energía (Figura 1). La presión en la entrada a las plantas de tratamiento de agua potable (PTAP) o depósitos de almacenamiento parece a menudo demasiado alta y debe reducirse mediante válvulas reductoras de presión o tanques de ruptura de presión que pueden ser reemplazados por las unidades de recuperación de energía hidráulica. El ejemplo más notable de una instalación de este tipo es la central eléctrica de Mühlau con 5.750 kW de capacidad y unos 450 m de altura. La planta es propiedad de Innsbruck Municipal Works (Austria) y se puso en marcha ya en 1951.

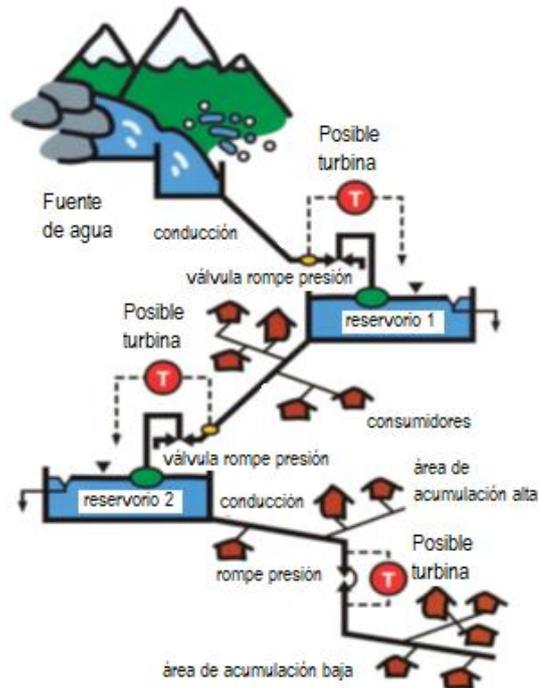


Figura 1: Esquema de una red de agua potable y las posiciones posibles de las turbinas (Choulot, Denis y Punys, 2012)

La necesidad de reducir la presión puede ocurrir también en algunos otros sitios de las redes de agua municipales, incluida la entrada a la red de suministro de agua o una parte de ella.

Las salidas de aguas residuales de las plantas de tratamiento, que también pueden estar en el centro de atención, ya que también ofrecen un potencial sustancial (Bousquet et al., 2017). La turbinación de aguas residuales antes del tratamiento también es posible, como es el caso de Le Châble en Suiza, donde las aguas residuales recogidas en la estación de esquí de Verbier se turbinan antes de entrar en la depuradora situada en el valle. Con una altura de 450 m, la capacidad instalada es de 380 kW con una producción de alrededor de 0,85 GWh / año. Otro ejemplo relevante es el emplazamiento de As Samra en Jordania, donde se instalaron dos turbinas antes de la entrada de la planta de tratamiento de aguas residuales (2 x 830 kW, 104 m) y tres en la salida (2 x 750 kW y 1 x 490 kW, 42 metro). En total, las cinco turbinas producen alrededor de 19 GWh/año (Denis, 2019).

Generalmente, se prefieren las turbinas Pelton siempre que el caudal y la altura se adapten a este tipo de turbinas, siendo la ventaja su capacidad para seguir los cambios de caudal a lo largo del día. Las turbinas Francis también se utilizan a menudo en caso de alturas de carga y caudales medianos. Las bombas en régimen de operación de turbina (ver sección 3.1.3) se pueden utilizar para emplazamientos con potencial hasta 100 kW y con caudal fijo, considerando la ausencia de posibilidad de regulación de caudal y baja eficiencia. Como es el caso de cualquier proyecto hidroeléctrico, la elección del tipo de turbina adecuado siempre será el resultado de un análisis técnico y económico.

La recuperación de energía hidráulica de las redes municipales ha ganado cada vez un mayor interés en Europa y está respaldada por una serie de proyectos europeos, como HYDRO-BPT, LifeHyGENET o Life NEXUS. Vale la pena señalar que siguiendo los datos a finales de la década anterior solo en Suiza, la generación anual de electricidad a partir de la recuperación de energía en la red de agua municipal fue cercana a 85 GWh con un potencial restante de 224 GWh.

Sistemas de irrigación de agua

Las aducciones de agua de riego también se pueden utilizar para generar electricidad, como es el caso de la central hidroeléctrica Armory en Suiza (105 m, 68 kW). Las aplicaciones de baja carga, utilizando turbinas Kaplan o de bulbo, también son posibles en canales de riego como en Petiva en Italia (6 m, 875 kW).

Se preparó un caso de estudio completo sobre la consideración de una planta hidroeléctrica asociada a un sistema de riego existente en la cuenca baja de Awash en Etiopía como parte de una tesis de maestría en el Instituto IHE de Educación sobre el Agua en Delft (Tesgera, 2018). En este caso la energía eléctrica se puede extraer de un sistema existente sin obstaculizar su función principal ligada a la producción de alimentos, lo que representa un valor agregado para el propietario, para la población local y para el medio ambiente. Aunque aún no se ha implementado, es un muy buen ejemplo, ya que se describen varias soluciones posibles para explotar la oportunidad hidroeléctrica oculta.

Estaciones desalinizadoras y otros sistemas industriales

La tradición de recuperación de energía hidráulica en las instalaciones industriales europeas se remonta también al menos a mediados del siglo XX y está vinculada principalmente a las industrias química y térmica. Las centrales térmicas, tanto las convencionales (por ejemplo, a carbón o gas) como las nucleares, generalmente requieren grandes cantidades de agua para su refrigeración. Después de salir del sistema de enfriamiento, el agua de enfriamiento se descarga al depósito o río cercano, lo que es una buena oportunidad para recuperar una parte de la energía utilizada para bombear el agua dulce al sistema. Un típico ejemplo de recuperación de energía en la industria química es la aplicación de turbinas hidráulicas para extraer la energía a partir del proceso de lavado de gases. Se han ofrecido durante años unidades dedicadas por Sulzer (Franzke, 1970 y Sulzer, 2020). El lavado con biogás ofrece nuevas oportunidades además de las aplicaciones tradicionales en las fábricas de fertilizantes (Bansal y Marshall, 2010).

Las plantas desalinizadoras brindan otra oportunidad en los países que necesitan utilizar esta tecnología debido al déficit de agua dulce en una medida cada vez mayor. El proceso tecnológico requiere siempre grandes cantidades de energía. En caso de que se base en el fenómeno de la ósmosis, la despresurización del concentrado de sal remanente proporciona una obvia oportunidad para la recuperación de energía hidráulica (Choulot, Denis y Punys, 2012 y Huang et al., 2020). Por supuesto, la agresividad altamente corrosiva del medio es una de las desventajas tecnológicas, que sin embargo se resuelve mediante la elección adecuada del material (aceros dúplex).

Es importante mencionar que las turbinas instaladas en los sistemas de enfriamiento o en la planta desalinizadora solo están recuperando energía, ya que el agua ha sido bombeada antes de ser turbinada. No hay producción de electricidad, sino una reducción del consumo eléctrico de las bombas. En el caso de las turbinas de agua potable, de riego y de aguas residuales, existe una producción eléctrica real, ya que la presión viene dada por la diferencia de cota entre la entrada y la salida como ocurre en cualquier esquema hidroeléctrico clásico.

Salidas de flujo residual en presas y diques existentes

El uso de salidas de flujo residual en presas y diques existentes es una oportunidad bastante antigua, pero aún atractiva, de recuperar energía que de otro modo se disiparía mediante la tecnología tradicional de pequeñas centrales hidroeléctricas. Cuando el flujo liberado es casi constante, las bombas en modo de operación de turbina pueden ser una opción razonable. Sin embargo, la regulación ambiental demanda cada vez más un caudal residual variable, dependiendo de la temporada, entre otros. En ese caso, se necesitan turbinas Pelton, Francis o Kaplan.

Es posible minimizar la pérdida de potencial hidroeléctrico en los sistemas de paso de peces regulando la descarga de acuerdo con las temporadas de migración de peces, mientras que la recuperación parcial de la energía utilizada para impulsar las llamadas escaleras de peces (elevadores) activos se efectúa en los sistemas de doble tornillo de Arquímedes (ver sección 3.1.5).

Conductos de derivación de puerta de bloqueo de navegación

La recuperación de la energía hidráulica perdida al subir o bajar el nivel del agua en las cámaras de las esclusas de navegación es una oportunidad cada vez más realista en vista del advenimiento de la tecnología de velocidad variable que permite hacer funcionar unidades hidráulicas con una eficiencia razonable a una altura muy variable (Zhangh et al., 2018). La oportunidad puede considerarse especialmente atractiva en el caso de nuevas infraestructuras vinculadas con el desarrollo de nuevas rutas de navegación interior o la restauración de antiguas.

1.3.2.2 Mejora de las plantas PH ineficientes / abandonadas

El segundo grupo de hidroeléctricas ocultas abarca sitios ya aprovechados con pérdida de energía hidráulica debido a:

1. características de rendimiento insatisfactorias de las unidades hidráulicas instaladas, incluida la descarga derramada en instalaciones existentes debido a tecnología/diseño obsoleto u otras razones técnicas;
2. operación no optimizada de unidades (especialmente de doble regulación), centrales hidroeléctricas de unidades múltiples o grupos de centrales eléctricas (especialmente cascadas de ríos).

La rehabilitación y mejora, incluida la sustitución de componentes de turbinas o unidades completas, es siempre una opción a considerar en el primer caso y la industria europea puede ofrecer la experiencia y las soluciones técnicas necesarias para resolver problemas técnicos.

Si bien la optimización de las curvas de levas de turbina con doble regulación puede considerarse una actividad de rutina, la operación optimizada de una central eléctrica de varias unidades y un grupo de plantas no es una tarea sencilla que generalmente se resuelve con software contemporáneo. La digitalización de la energía hidroeléctrica está bastante avanzada en numerosas empresas europeas y los usuarios de todo el mundo pueden adoptar el software correspondiente.

1.3.3 Tecnologías innovadoras respetuosas con los peces para la energía hidroeléctrica

Con su eficiencia, costos relativamente bajos, madurez técnica y baja huella de CO₂, así como su confiabilidad y previsibilidad, la energía hidroeléctrica mantiene una posición destacada entre las energías renovables en la Unión Europea. El potencial para el desarrollo de la energía hidroeléctrica en la UE es amplio, especialmente considerando que muchas centrales hidroeléctricas existentes deberán ser renovadas y mejoradas en los próximos años para cumplir con los objetivos ambientales de las legislaciones de la UE, como la Directiva Marco del Agua de la UE.

FIThydro, tecnologías innovadoras y amigables con los peces para las hidroeléctricas, es una acción de investigación e innovación de la UE Horizon 2020 de 4 años con 26 socios (13 de investigación, 13 de la industria) de 10 países europeos, que involucran a varias de las empresas líderes en el sector de la energía renovable e hidroeléctrica en Europa. El objetivo del proyecto es probar y desarrollar soluciones, estrategias y medidas ambientales rentables para asegurar poblaciones de peces autosuficientes y aumentar la compatibilidad ecológica de los esquemas hidroeléctricos nuevos y existentes.

Se pone especial énfasis en la aplicación y mejora de tecnologías, métodos, herramientas y dispositivos en 17 casos de prueba en toda Europa. Estos casos de prueba fueron elegidos para representar algunos de los principales desafíos que enfrenta el desarrollo hidroeléctrico en cuatro regiones de Europa, concretamente, Escandinavia, la región de los Alpes, Francia y Bélgica para el noroeste de Europa y la Península Ibérica. La modelación

de escenarios en diferentes regiones geográficas, climáticas y topográficas de casos de prueba permitirá la cuantificación de los efectos y los costos resultantes para diferentes opciones de mitigación en Europa.

Los resultados clave del proyecto son dos: 1) un conjunto de herramientas novedosas de evaluación de riesgos y toma de decisiones para ayudar a los profesionales a evaluar, planificar y encontrar soluciones para la energía hidroeléctrica amigable con los peces, y 2) una serie de métodos innovadores y mejorados, herramientas y dispositivos para abordar los desafíos clave relacionados con la evaluación de poblaciones de peces autosostenibles y la producción de energía hidroeléctrica amigable con los peces.

Las investigaciones de soluciones nuevas y mejoradas se centran en cuatro áreas de impacto relevantes: migración río arriba, migración río abajo, hábitats y flujo y sedimentos. Como primer paso, se llevó a cabo una revisión extensa de los métodos, herramientas y dispositivos existentes y su rango de aplicación (ver Dewitte, 2018). Luego, se aplicó, probó, mejoró y desarrolló una selección de herramientas adecuadas en casos de prueba y en laboratorios de toda Europa (ver Dewitte y Laurent, 2019). Estos incluyen dispositivos para mejorar la evaluación del comportamiento de los peces en las centrales hidroeléctricas, sistemas de guía y protección de los peces, métodos de evaluación para las instalaciones de migración río arriba y río abajo, así como herramientas para la evaluación de los impactos del pico hídrico.

Métodos, herramientas y dispositivos innovadores y mejorados

Las barreras como presas y diques representan un obstáculo importante para la migración de peces. Los conductos de peces son la forma más común de sortear la barrera y permitir la migración de peces (río arriba) y muchos se han instalado en plantas hidroeléctricas en Europa. Sin embargo, a menudo se desconoce su eficacia real. Para abordar esto, se estudia la posibilidad de encontrar la entrada de la ruta de los peces y el comportamiento de nado de los peces durante la migración río arriba en varios sitios de casos de estudio de FIThydro. Se considera que un "flujo de atracción" suficiente de la ruta de los peces es uno de los estímulos importantes para que los peces encuentren la entrada de la ruta de los peces. Para una evaluación más precisa de cómo los peces perciben este flujo y, en consecuencia, aumentar su eficacia, se ha desarrollado la sonda de línea lateral iRon. Imita el sistema sensorial de la línea lateral que utilizan los peces en la naturaleza y es el primer instrumento del mundo listo para el laboratorio y el campo para capturar el "flujo desde la perspectiva de un pez".

Otro aspecto importante para una migración río arriba eficaz es el hábitat de migración río abajo, que puede influir en el comportamiento de nado de los peces. El software CASiMiR-Migration se desarrolló aún más a partir de los resultados de los casos de prueba para modelar la ruta de nado de los peces durante la migración río arriba imitando el comportamiento de los peces. Además, el software se utiliza para modelar los corredores de migración para diferentes índices de flujo, lo que permite una evaluación y mejora potencial de los hábitats disponibles para la migración río arriba. Estas nuevas herramientas pueden respaldar la planificación de nuevas soluciones y la evaluación de las existentes para la migración río arriba, como la construcción de vías de pesca.

Si bien las soluciones para la migración aguas arriba se han estudiado ampliamente durante las últimas décadas, faltan soluciones y estándares de diseño para la migración aguas abajo. FIThydro aborda este problema de varias maneras. Las estructuras de guía y protección de peces a menudo se instalan en las cabeceras para reducir las lesiones y la mortalidad de los peces, pero los entornos de protección de peces efectivos también pueden causar mayores pérdidas de carga y flujos de admisión de turbinas más turbulentos. Las rejillas de barra curva (RBC) recientemente desarrolladas son estructuras de guía y protección de peces de comportamiento mecánico que proporcionan tanto una alta protección de los peces y eficiencia de guía, así como un rendimiento hidráulico significativamente mejorado. Los RBC son adecuados para centrales hidroeléctricas medianas y grandes con diseño de altas descargas ($Q > 100 \text{ m}^3/\text{s}$) y velocidades de flujo de aproximación altas y podrían ser una alternativa a las rejillas de barras horizontales con pantalla fina para plantas hidroeléctricas pequeñas (Beck, 2019).

En muchos casos, la única forma de migración de peces río abajo es pasar a través de las turbinas. La aplicación de deriva inducida es un sistema de protección que se instala directamente en frente de la turbina y aumenta la

probabilidad de supervivencia de los peces durante el paso de la turbina en un factor de dos. Esto se hace guiando e inmovilizando a los peces antes del paso del corredor de la turbina. Proporciona una manera eficaz y rentable de mejorar el índice de supervivencia de los peces durante el paso de la turbina y es especialmente aplicable para la modernización de centrales hidroeléctricas existentes de pasada a gran escala.

Para cuantificar las condiciones hidráulicas durante el paso de la turbina aguas abajo, que pueden conducir a la mortalidad inducida por la presión, y para obtener mediciones precisas, se desarrolló y aplicó el Sistema de Detección de Barotrauma (SDB) en varios sitios de prueba. El SDB pasa la turbina de la misma manera que lo hacen los peces y recopila información sobre la presión y los cambios de inercia que experimentan los peces. Los datos registrados permiten evaluar los impactos del paso de la turbina y se pueden utilizar para identificar dónde es aceptable el paso de la turbina. Además, el modelo de paso de peces de BioPA desarrollado en los EE. UU. se adaptó a las condiciones europeas, lo que resultó en directrices de mejores prácticas para la aplicación de modelos de mortalidad de peces de turbina utilizando BioPA (ver Stoltz y Geiger, 2019). El modelo de peligro de la turbina permite una adaptación específica de los modos de operación de la turbina durante los períodos de migración de peces.

Además de los impactos y las medidas de mitigación de la migración de peces, se estudia la disponibilidad y el uso de hábitats en varios sitios de prueba. Esto va desde la creación de hábitats adicionales de desove y cría en las rutas de pesca hasta el estudio de los impactos del hidropeaking en el comportamiento de los peces y la disponibilidad de hábitat. El software CASiMiR-Hydropeaking se utiliza para simular los impactos del pico hidrológico en la disponibilidad de hábitat aguas abajo, lo que permite una adaptación de la operación hidroeléctrica y el desarrollo de medidas de mitigación. Además, la herramienta de Evaluación del Impacto de la Hydropeaking, extendida a los ciprínidos ibéricos, permite evaluar los efectos directos del pico hidrológico, así como la vulnerabilidad de las especies de peces al pico hidrológico. Mediante la evaluación del pico hidrológico existente o planificado, se pueden identificar posibles riesgos y medidas de mitigación.

Nuevas herramientas de evaluación de riesgos y toma de decisiones

Para respaldar el proceso de evaluación de riesgos y toma de decisiones de operadores, ingenieros y autoridades, FIThydro también desarrolló una serie de herramientas de evaluación de riesgos y toma de decisiones. El índice de peligro de la población de peces es la primera herramienta de evaluación y orientación a nivel europeo para los peligros de los peces en entornos hidroeléctricos (Wolter, 2019). Es una herramienta de evaluación de impacto ambiental para plantas hidroeléctricas existentes y planificadas que respalda la implementación para mantener y mejorar las poblaciones locales de peces. Para evaluar los impactos de varias centrales hidroeléctricas y represas consecutivas en una sola cuenca hidrográfica y evaluar la respuesta de la población a las diferentes medidas de mitigación aplicadas, FIThydro también desarrolló la herramienta de Evaluación de Impacto Acumulativo (Cowx, 2020).

El Sistema de apoyo para la toma de decisiones (SSD) más completo permite una evaluación de los riesgos para las poblaciones de peces en los ríos afectados por la energía hidroeléctrica y ayuda al usuario a seleccionar las medidas de mitigación adecuadas. El SSD considera las características específicas de la central hidroeléctrica, las evaluaciones del estado ambiental nacional, así como las políticas ambientales y de conservación y los requisitos de mitigación. En el wiki de FIThydro se puede encontrar información sobre posibles medidas de mitigación, así como una descripción de los métodos, herramientas y dispositivos.

Los resultados de FIThydro apoyan a los administradores, ingenieros, ecólogos y operadores de energía hidroeléctrica en la evaluación, planificación, puesta en servicio y operación de esquemas hidroeléctricos ecológicos compatibles y amigables con los peces. Son de importancia para la planificación de medidas de mitigación para centrales hidroeléctricas específicas, así como para procesos más amplios como la planificación de la gestión de cuencas hidrográficas en el marco de la DMA. Los resultados y las herramientas son accesibles a través del sitio web de FIThydro, donde también se puede encontrar más información sobre el proyecto.

Agradecimiento

El trabajo y las ideas aquí descritas son producto de las contribuciones de muchas personas de los 26 socios de FIThydro. Este proyecto recibió financiamiento del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención no. 727830.

2 Sistemas de Pequeñas Hidroeléctricas

2.1 Carga Baja o Alta

La carga y la descarga (caudal) son parámetros claves de diseño en centrales hidroeléctricas existentes o en planificación. La carga corresponde a la diferencia de energía mecánica por unidad de peso medida en la entrada y salida de la planta. Por efectos de clasificación, suele ser suficiente identificar la carga bruta (sin considerar pérdidas de energía) definido como la diferencia de los niveles de agua superior e inferior. Este enfoque simplificado resulta insuficiente cuando se requiere de precisión elevada o cuando se considera un sistema en que la superficie libre de agua superior e inferior no estén disponibles. En tales casos, es necesario determinar la carga neta (considerando pérdidas de energía) debería ser calculada a partir de la siguiente fórmula $H = E/\bar{g}$ con

$$E = \frac{p_{abs1} - p_{abs2}}{\bar{\rho}} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} + \bar{g}(z_1 - z_2)$$

E representa la energía específica por unidad de masa de agua y p_{abs} , v , y z corresponden a la presión absoluta, velocidad y elevación tomadas en las secciones de control 1 y 2 a la entrada y salida del sistema, respectivamente (IEC 60041, 1991). En el caso en que los sistemas presenten alta carga neta, se producirán diferencias entre la densidad líquida del agua (ρ) y aceleración de la gravedad (g), en este caso es recomendable utilizar valores medios.

La clasificación entre sistemas de baja, media y alta carga es cuestión de definición. Tradicionalmente, los sistemas hidroeléctricos con cargas sobre los 70 m son considerados como centrales de alta carga y aquellos que presentan cargas por debajo de los 30 m – centrales de baja carga. Clasificaciones más recientes, utilizan límites de entre 50 a 15 m para definir centrales de alta y baja carga respectivamente. Además, en el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas se utilizan los términos de muy baja carga (< 5 m) o ultra baja carga (< 2,5 m) de manera menos frecuente.

Existen diferentes aspectos para la categorización de los sistemas hidroeléctricos. Los aspectos relacionados con la ingeniería mecánica corresponden a los diferentes tipos de turbinas hidráulicas y otros modelos hidroeléctricos aplicados en intervalos de carga consecutivos. La Figura 2 ilustra una división de este tipo para una amplia gama de turbinas ofrecidas por la empresa Escher Wyss (hoy en día Andritz Hydro). Los límites de rango de aplicación típicos para turbinas hidráulicas pequeñas se muestran con líneas discontinuas. El diagrama debe considerarse solo indicativo. Especialmente en el área de las pequeñas centrales hidroeléctricas, donde los límites dependen mucho más del fabricante (por ejemplo, para las pequeñas centrales hidroeléctricas es común tener turbinas Pelton para alturas inferiores a 100 m). La carga neta utilizada para definir las turbinas hidráulicas es menor que la carga neta de la central hidroeléctrica, el motivo de esta diferencia radica en la referencia y niveles de las secciones de control que se deben tomar en cuenta a la entrada y salida de la turbina en el primer caso. En particular, la sección de control de salida de las turbinas se toma a la salida del tubo, mientras que el eje del conducto de turbina o su elevación más baja se utilizan en caso de turbinas de impulso. En el caso de centrales de baja carga la diferencia puede estar vinculada en mayor medida con la pérdida de energía cinética en la salida del tubo, mientras que las pérdidas hidráulicas en la compuerta pueden ser de importancia clave en el caso de centrales de alta carga. La energía hidráulica siempre está relacionada con el nivel de referencia inferior y, por lo tanto, la expresión "diferencia de energía" generalmente se omite en consideraciones relevantes.

El uso de energía específica y otros términos relacionados es a menudo tomado por los estándares modernos, ya que abordan directamente la naturaleza física del proceso de conversión de energía. Además, también permite liberarse del impacto de la aceleración de la gravedad en los parámetros de la turbina cuando reportan los resultados de las pruebas de rendimiento, que suelen incluir la determinación de la eficiencia de la turbina o su unidad de eficiencia desde la siguiente relación matemática:

$$\eta = \frac{P}{\rho Q E}$$

Donde Q y P corresponden respectivamente a la descarga y la potencia utilizada definida de acuerdo con las necesidades y/o requerimientos. Debido con lo tradicional y las razones prácticas obvias, el parámetro de la carga tiene un uso mucho más amplio que la energía hidráulica específica, especialmente en el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas, para la cual los requisitos de garantía se formulan de una manera mucho más suave que los relacionados con el gran equipo hidroeléctrico.

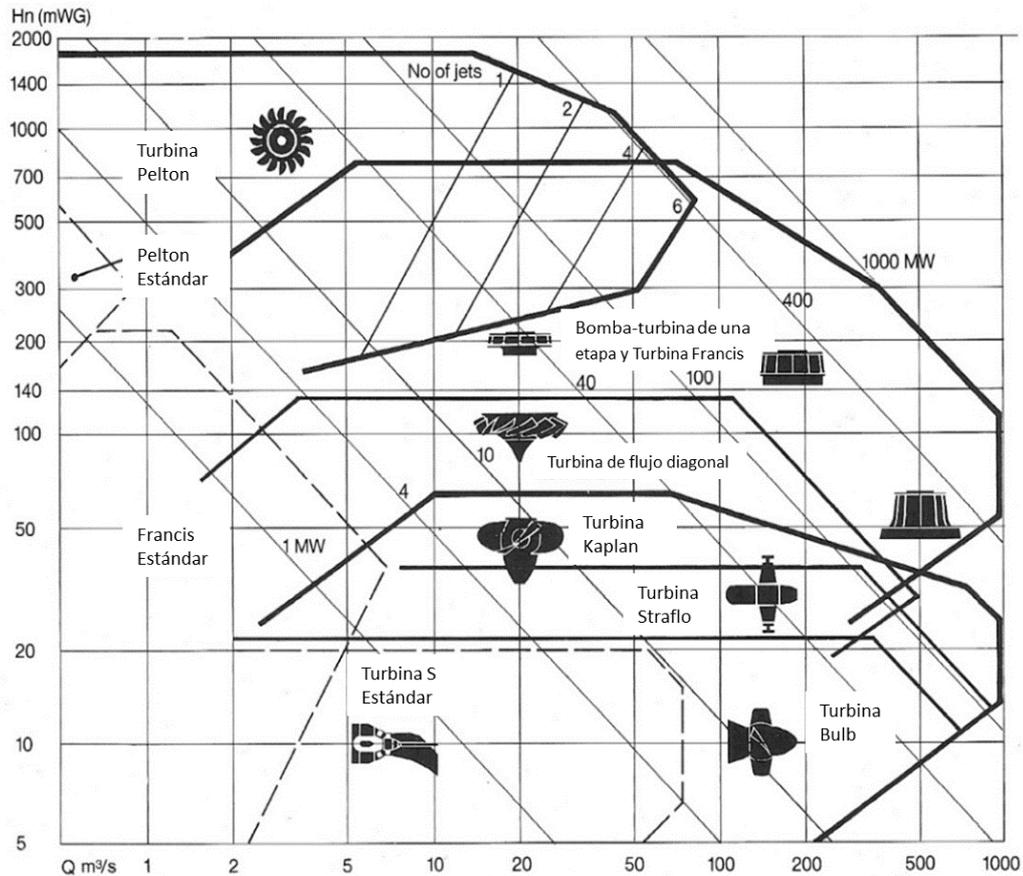


Figura 2: Rango de aplicaciones de varios tipos de turbinas hidráulicas suministradas por Escher Wyss, ahora Andritz Hydro (Raabe, 1985)

Las turbinas hidrocinéticas tienen un comportamiento diferente y se asemejan a la de los aerogeneradores. El parámetro de energía específica debe sustituirse por el de densidad de potencia bruta ε [W/m²] o energía mecánica o eléctrica activa P [W] pasando el área barrida del rotor de turbina (corredor) y calculada como:

$$\varepsilon = 0.5\rho V_{\infty}^3 \text{ and } P = \varepsilon A$$

Donde ρ corresponde a la densidad del agua y V_{∞} la velocidad de flujo sin perturbaciones. El parámetro de eficiencia hidráulica se sustituye por el coeficiente de potencia que representa la relación de potencia utilizable extraída de una corriente de fluido que pasa el rotor de turbina (corredor) área barrida A al flujo de energía cinética bruta $P = \varepsilon A$ de esta corriente. Siguiendo la ley de Betz, el coeficiente de potencia de la turbina se limita al valor teórico de $16/27 \approx 59,3\%$. La limitación se deriva principalmente de la ley de continuidad del flujo. En caso de que no se acomoden medidas adicionales (como la localización del corredor en boquillas o canales), con el fin de aumentar la velocidad de flujo local, el valor del coeficiente de potencia real siempre es menor que el

siguiente de la ley de Betz. Se puede realizar una reducción adicional de la sección transversal del canal de flujo limitado de sección trans-versal o de la operación paralela de varias unidades hidro-cinéticas. La extracción de una parte importante de la energía cinética, especialmente en canales artificiales, da como resultado un efecto de represa y condiciones cambiantes aguas abajo de la central, de acuerdo con los principios de la hidráulica de flujo de superficie libre.

Todos los motores gravitacionales son unidades de baja carga. La presión del agua sigue siendo la misma en la entrada y salida de la máquina. La energía potencial de la gravedad entre la entrada y la salida de la máquina se convierte en trabajo utilizable. Sólo en algunos casos (rueda Zuppinger) la energía cinética también puede contribuir al proceso.

En general, ampliar el rango de aplicaciones hidroeléctricas tanto en términos de potencia como de cabeza, y especialmente disminuir el límite de carga más bajo (incluida la comercialización de la tecnología hidrocínética), es bastante evidente en las décadas pasadas. Sin embargo, el progreso no sólo afecta a la maquinaria hidráulica utilizada en las centrales hidroeléctricas. Se ejerce un impacto aún más significativo en las obras de ingeniería civil discutidas. En el caso de instalaciones de alta y baja carga, las empresas europeas pueden ofrecer tecnologías mejoradas de operación y mantenimiento de presas, incluidos materiales estructurales de alta calidad y nuevos materiales utilizados especialmente para el sellado (por ejemplo, geotextiles aplicados en el lado aguas arriba de la presa), así como sistemas de vigilancia de la seguridad de las presas. En este contexto también se mencionará la implementación exitosa de la tecnología fusegate (Chevalier, Culshaw y Fauquez, 1996) para garantizar la seguridad de las presas y el uso cada vez mayor de presas inflables para centrales de baja carga serán también mencionado en este contexto.

2.2 Instalaciones de entrada o de desvío

La clasificación de centrales hidroeléctricas puede seguir diferentes criterios (Raabe, 1985 y Giesecke y Mosonyi, 1998). Uno de ellos es la ubicación de la casa de máquinas respecto a la captación. En el caso de numerosas instalaciones, es necesario un esquema de desviación con agua suministrada a la(s) turbina(s) a través de un conducto de desvío presurizado (compuerta y/o túnel con revestimiento de hormigón) para hacer uso de toda la carga bruta disponible.

Generalmente, los esquemas de desvío permiten convertir la energía hidráulica en electricidad lejos del sitio de captación. La gran ventaja es la posibilidad de utilizar una presa/embalse relativamente bajo con el fin de lograr una carga bruta alta o muy alta. En el caso de algunas pequeñas centrales de alta carga se puede evitar la operación de cualquier vertedero importante ya que la captación de agua se encuentra ubicada directamente en el lecho del río o en la presa aguas abajo (tomas de entrada).

El lecho antiguo del río en los esquemas de desviación se puede utilizar generalmente como una escalera de peces bidireccional natural, aunque hay que contar con un flujo residual muy alto necesario en las regiones montañosas. Sin embargo, los esquemas de desvío se aplican también a cargas relativamente bajas, lo que permite utilizar el potencial hidroeléctrico en caso de laderas moderadas de los lechos de los ríos, evitando al mismo tiempo los costos de inundación e infraestructura excesivos. El esquema de desvío típico comienza con una presa que divide el caudal entre el antiguo lecho del río y el conducto de desvío que, dependiendo de la topografía local, sigue siendo a menudo no presurizado en su parte superior (canal de suministro de agua) y termina con un depósito de carga para el suministro de agua en la zona. El tamaño y la longitud de la tubería de paso presurizada o no presurizada se derivan de la optimización destinada a alcanzar una carga alta con bajas pérdidas hidráulicas y costos de construcción aún razonables. Los conductos presurizados a menudo cuentan con anclajes con el fin de evitar el golpe de ariete que acompaña a los transitorios hidráulicos de operación (ver sección 3.6.3). Un ejemplo típico de este esquema hidroeléctrico se muestra en la Figura 3.

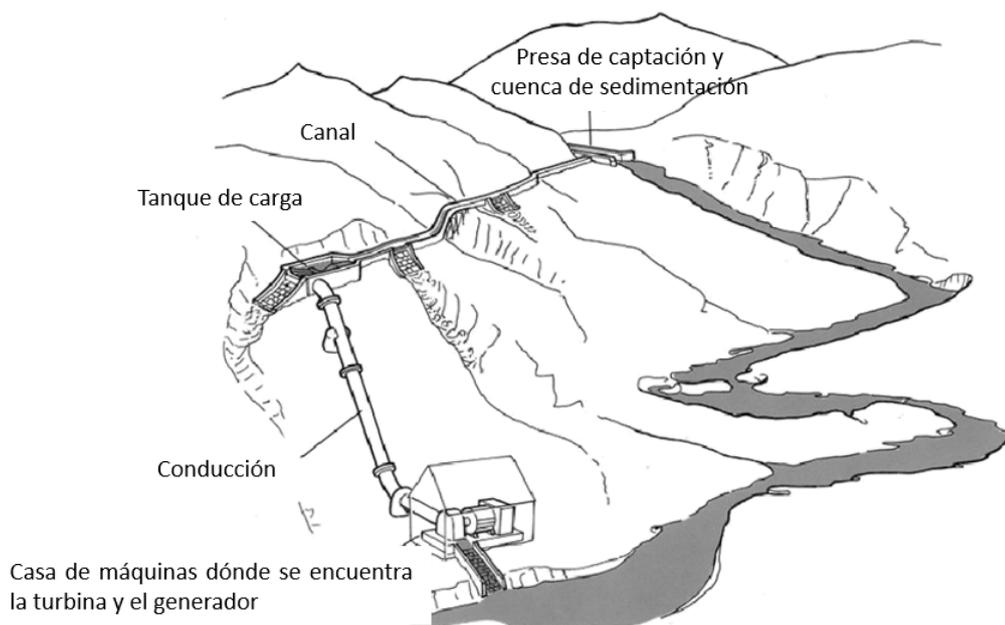


Figura 3 Esquema de una pequeña central hidroeléctrica de pasada (Gatte y Kadhim, 2012)

En el caso de algunas centrales de baja carga sólo se utilizan canales de desvío cortos no presurizados con el fin de pasar por delante del curso principal de agua y suministrar agua a la toma situada directamente junto a la presa o embalse existente (Figura 4 y Figura 5). La construcción de una central hidroeléctrica en un terreno seco tiene sus ventajas obvias, especialmente si se va a utilizar la captación del embalse ya existente. En caso de un desvío muy corto la configuración es muy cercana a la de una instalación hidroeléctrica de río (Giesecke y Mosonyi, 1998).

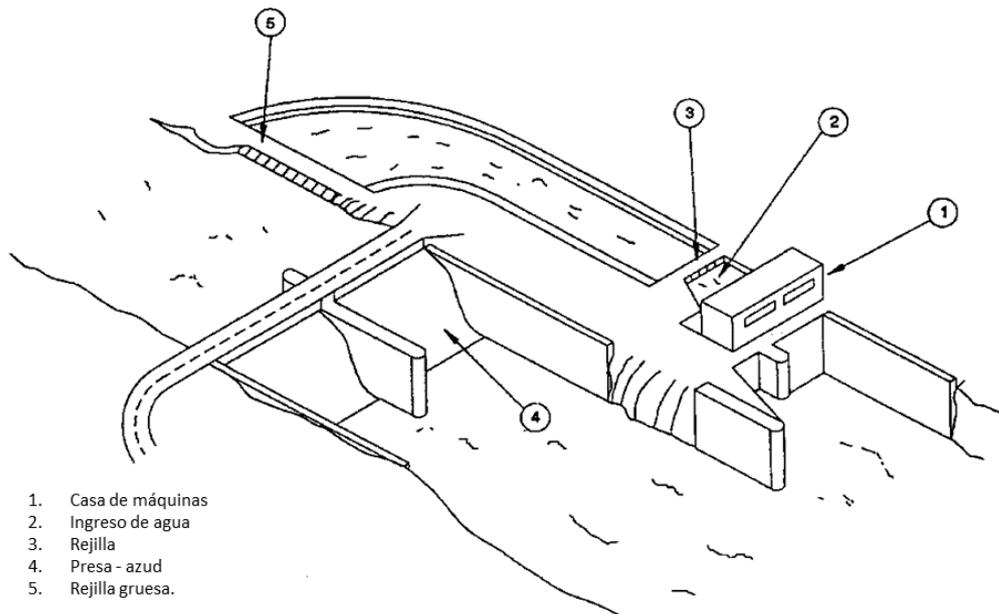


Figura 4: Esquema de central de pasada con un corto canal de desvío (EN 61116, 1992)



Figura 5: Pequeña Central Hidroeléctrica Malczyce (9 MW) – Río Oder, Polonia (Wody Polskie, 2020)

Las centrales hidroeléctricas localizadas directamente en el flujo pueden incorporarse a la estructura de la presa (Figura 5) o en la base de la presa en su lado aguas abajo. La configuración típica de la central hidroeléctrica de flujo se puede clasificar en varias categorías según la ubicación de la casa de máquinas respecto a la presa o embalse (Giesecke & Mosonyi, 1998):

1. configuración de bloques con una casa de máquina ubicada en la orilla del río;
2. configuración gemela con casa de máquina ubicada a dos lados de la orilla del río;
3. configuración distribuida con unidades hidráulicas situadas en segmentos de presa entre los pilares.

En caso de utilizar una parte de la presa para los propósitos de la casa de máquinas, algunas configuraciones podrían crear problemas en la conducción de las aguas de inundación o del flujo del río.

4. configuración de la margen del río con la localización de una central hidráulica en una orilla de la margen.

5. Central hidráulica desbordada (sumergida) situada debajo del vertido de desbordamiento o incluso debajo del cuenco amortiguador del vertedero.

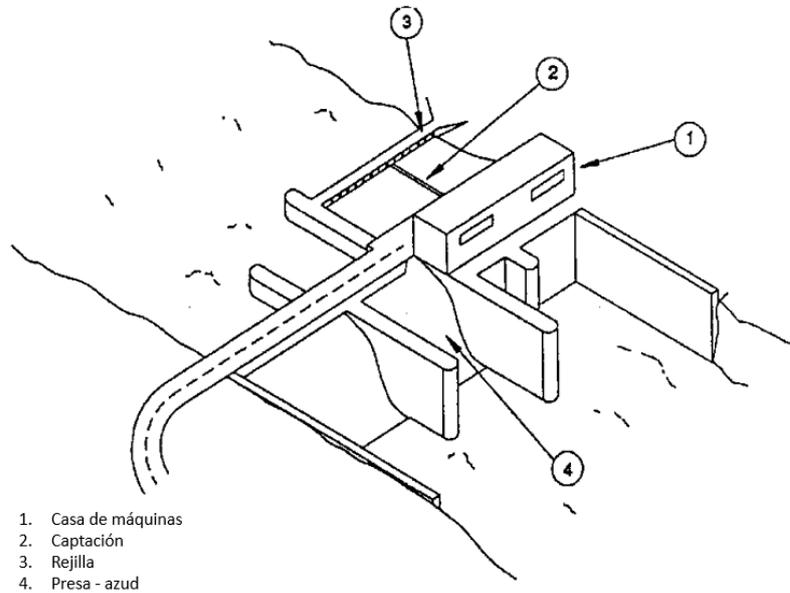


Figura 6: Pequeña Central Hidroeléctrica de paso localizada en la orilla de la margen izquierda del río. (EN 61116, 1992)

En la mayoría de los casos de esquemas de centrales de baja carga en el flujo o de desvío no presurizado, es esencial asegurarse de un patrón de flujo adecuado en la entrada de la planta de energía. El patrón de flujo incorrecto puede generar mayores pérdidas hidráulicas, así como disminución de la capacidad y generación de energía. Un resultado frecuente es la capacidad diferente de los componentes de la central que recorren con la misma carga bruta. La optimización más fiable se lleva a cabo generalmente basando las pruebas del modelo de laboratorio respaldadas por el cálculo de la Dinámica de Fluidos Computaciones - CFD. La Figura 7 muestra la forma resultante de la sección transversal del canal de entrada en una central hidroeléctrica de baja carga en el Río Oder en Polonia. El propósito es lograr la misma descarga a través de dos unidades de turbina de pozo vecinas.



Figura 7: Forma del canal de entrada de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Januszkowice (1,5 MW) – Río Oder, Polonia (Fuente: archivos IMP PAN)

Se observa un progreso continuo en la planificación y la tecnología utilizada para la construcción de centrales de desvío o en el flujo. El aumento de las capacidades disponibles para la perforación de túneles y las nuevas tecnologías de revestimiento deben mencionarse en caso de centrales de baja y alta carga. La alta experiencia en la inspección de nuevos sitios potenciales para generación de pequeñas centrales hidroeléctricas, y el desarrollo de plantas de energía de baja carga utilizando la represa por medio de los vertederos ya existentes también son aspectos importantes del progreso.

2.3 Centrales de pasada o de embalse

Los términos definidos en este subcapítulo parecen que son entendibles por sí solos. Sin embargo, debido a que la capacidad de almacenamiento siempre es más o menos limitada, vale la pena recordar la clasificación propuesta en la década de 1990 por Unipede-Eurelectric (Punys, Dumbrasukas, Vyčienė, Šilinis, 2015). La clasificación utiliza el tiempo D , la entrada media anual necesita aumentar el nivel de agua en la zona superior por la capa designada de generación de energía. Siguiendo este enfoque, las centrales con un parámetro D inferior a dos horas generalmente se consideran centrales de pasada.

Los esquemas de centrales de pasada no están constituidos por un embalse completamente sino por uno de pequeño tamaño de ser el caso. Si no se disponen en cascada, son incapaces de cumplir cualquier función de regulación. En varios países los esquemas de centrales de pasada predominan en el pequeño sector hidroeléctrico. Es importante que su rango de capacidad de descarga siempre sea lo suficientemente amplio. Si están en una cascada compacta, pueden consistir en un componente de un sistema de regulación que apoya tanto la gestión del agua como las necesidades de la red eléctrica.

Los esquemas hidroeléctricos que presenta un parámetro D más alto a menudo se fusionan en el mismo grupo con reservorios clasificados como aquellos con una duración de nivelación diaria, semanal o estacional. Cabe destacar en este lugar que el almacenamiento en caso de instalación hidroeléctrica implica siempre el almacenamiento tanto de agua como de energía mecánica que se puede convertir en electricidad en cualquier momento adecuado. Lo mencionado anteriormente es de importancia, ya que en numerosos casos las centrales hidroeléctricas de almacenamiento son sólo componentes de los principales proyectos multipropósito y su costo de construcción puede representar sólo una pequeña porción del depósito de agua superior, construido principalmente

con fines de retención de agua, riego y/o protección contra inundaciones. En vista del cambio climático en curso, estos planes de inversión públicas o públicas/privadas son cada vez más importantes. Las centrales hidroeléctricas ubicadas en embalses construidos principalmente con fines de retención de agua y riego son a menudo pequeñas instalaciones, capaces de desempeñar un papel reglamentario en una red local, por ejemplo, aisladas y/o inteligentes.

La construcción de plantas de almacenamiento más grandes generalmente requiere también un reservorio de exceso de agua, generalmente equipado con otra planta hidroeléctrica responsable de la reposición de agua al cauce del río aguas abajo. También es posible aumentar aún más las capacidades de regulación mediante la construcción de una rápida escalonada. En caso de que la rápida se opere en el llamado régimen de oleaje, sólo la última etapa debe suministrarse con un reservorio de capacidad que permita la salida regular, independientemente de la descarga en las etapas superiores. Las etapas intermedias deben mostrar capacidad de descarga y almacenamiento, permitiendo únicamente evitar las fluctuaciones no deseadas del nivel de agua en el curso de la operación del oleaje. Si la rápida es lo suficientemente compacta, es posible que existan grandes variaciones de capacidad con un escaso impacto en el nivel del agua en las etapas intermedias

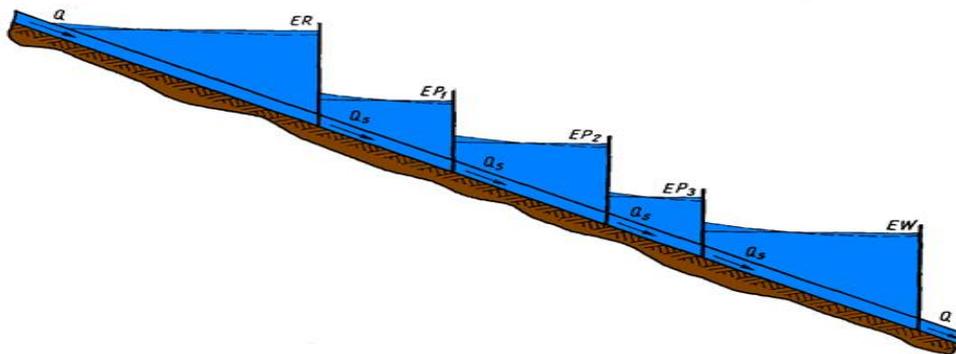


Figura 8: Esquema de una rápida escalonada compacta de río capaz de operar el oleaje sin grandes variaciones del nivel del agua en las etapas intermedias (Michałowski and Plutecki, 1975)

El esquema que incorpora el reservorio superior e inferior se puede utilizar también para fines de almacenamiento bombeado. El uso cada vez mayor de fuentes intermitentes de electricidad da lugar a una creciente demanda de servicios reglamentarios que cubre no sólo la operación de carga máxima, sino también la compensación de las fluctuaciones del suministro de electricidad, incluida la absorción del excedente de energía en la red y su almacenamiento. La demanda de tales servicios no sólo afecta a la red nacional que requiere grandes proyectos, sino también a los locales. En el caso de pequeñas redes aisladas, la combinación de fuentes de electricidad solares y/o eólicas con pequeños sistemas hidroeléctricos de almacenamiento o de almacenamiento bombeado puede ser la solución más adecuada. También se pueden considerar un componente de una planta de energía híbrida con un punto de conexión de red para varias fuentes de electricidad.

Los costos de inversión de las pequeñas instalaciones de almacenamiento de bombeo a veces se pueden reducir mediante el uso de dos máquinas hidráulicas (bomba y turbina) en lugar de una bomba-turbina. Varias configuraciones son posibles, incluyendo las de un cortocircuito hidráulico con una unidad de máquina triple (Figura 9). El almacenamiento de bombeo de pequeña capacidad ha ganado un interés sustancial en Europa desde principios de este siglo y, por lo tanto, ya existe un conocimiento sustancial en el tema.

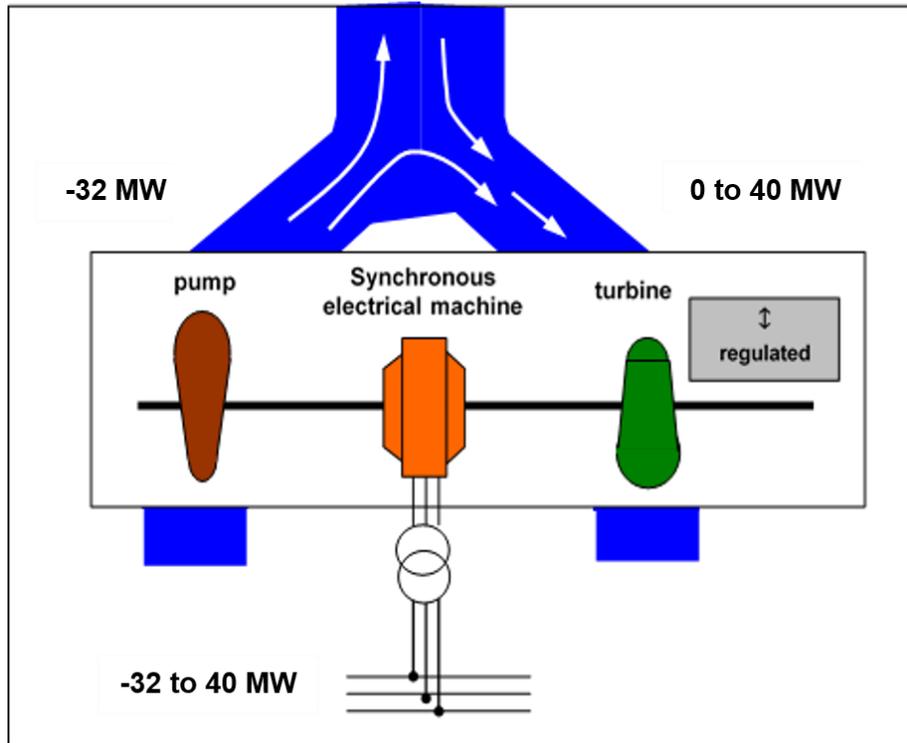


Figura 9: Esquema de una unidad de máquina triple en un sistema de cortocircuito hidráulico en Geesthacht PSPP (Alemania). El mismo sistema se puede replicar a menor escala (Bellmann, Sebestyen, y Wüh-
rer, 1999)

3 Descripción general de los Componentes del Sistema Hidroeléctrico

3.1 Turbinas hidráulicas y máquinas hidroeléctricas gravitacionales

3.1.1 Introducción

Las turbinas se dividen generalmente en turbinas de impulso y de reacción con grado de reactividad definido como la relación entre la altura de la diferencia de entrada/salida de presión y la carga neta. Ejemplos típicos de turbinas de impulso son las turbinas Pelton y Turgo que se presentan por igual presión estática en la entrada y salida del rodete de turbina. La energía cinética de los chorros de agua que salen de la(s) boquilla(s) de turbina se convierte aquí en la energía cinética útil del conjunto giratorio de la unidad hidráulica. En el caso de las turbinas de reacción clásicas (Francis, Deriaz, Kaplan y otras turbinas de flujo axial), la diferencia de presión es generalmente comparable con la carga. El grado de reactividad se puede aumentar mediante la aplicación de tubos de salida que aumentan la descarga de la turbina y la eficiencia como se conoce a la carga bruta mediante la reducción de la presión estática aguas abajo del rodete de turbina. Esto es de alta importancia especialmente en el caso de las turbinas clásicas de baja carga.

El principio de funcionamiento de la turbina hidráulica se basa en el intercambio de momento angular entre el flujo de agua y el rodete, que se expresa cuantitativamente mediante la ecuación básica de las turbinas, conocida también como ecuación Euler. Los motores de agua gravitacional, como el tornillo Arquímedes o las unidades hidráulicas Steffturbine™, a veces se denominan turbinas de agua, aunque son máquinas hidrostáticas, puestas en movimiento por el peso del agua que llena los baldes. La alta importancia de las unidades hidroeléctricas basadas en tornillos de Arquímedes en pequeñas aplicaciones hidroeléctricas se deriva de varias razones que se tratarán en la sección 3.1.5.

Factores de rendimiento y características

El tamaño de la turbina y la selección de la velocidad de rotación para una aplicación específica se basa generalmente en leyes de similitud que se derivan de la suposición de similitud geométrica y cinemática completa de los sistemas de flujo. Los factores de similitud resultantes se han escrito siguiendo la nomenclatura y la designación de símbolos del modelo de prueba estandar IEC 60193 (2018) (Tabla 2). Las definiciones de factor ligeramente modificadas se utilizarán en el caso de turbinas de flujo cruzado, donde la descarga es proporcional al ancho del rodete B por el diámetro D y no D^2 .

Tabla 2: Factores de parámetros de rendimiento no dimensionales y dimensionales (IEC 60193, 2018)

Factor de similitud	No- dimensional	Dimensional
factor de velocidad de rotación	$n_{ED} = nD/E^{0.5}$	$n_{HD} = nD/H^{0.5}$
factor de descarga	$Q_{ED} = Q/D^2E^{0.5}$	$Q_{HD} = Q/D^2H^{0.5}$
factor de momento/torque	$T_{ED} = T/\rho D^3E$	$T_{HD} = T/D^3H$
factor de potencia	$P_{ED} = P/\rho D^2E^{1.5}$	$P_{HD} = P/D^2H^{1.5}$

Los factores de similitud mencionados representan valores que las cantidades respectivas tomarían en un sistema de flujo similar con el diámetro de referencia de la unidad D [m], operando a la energía específica de la unidad E [J/kg] o carga neta H [m], respectivamente. Debido a esta razón, los 11 subíndices se utilizan en lugar de la HD en algunas nomenclaturas nacionales tradicionales para describir los factores dimensionales. Cabe mencionar que se utiliza un sistema consistente de unidades con velocidad de rotación n , descarga Q , momento/torque T y capacidad de potencia P expresada en 1/s, m³/s, Nm y W, respectivamente, para derivar los

factores no dimensionales. El factor de velocidad angular también se utiliza a veces en lugar de la velocidad de rotación. Los factores dimensionales se derivan generalmente usando las mismas cantidades expresadas en unidades de rpm, m³/s, kGm y kW. En la práctica, el diámetro de referencia y los valores de carga a menudo se introducen sin unidades en las fórmulas, al calcular los factores dimensionales. Por lo general, todos los factores dimensionales se expresan en las unidades físicas originales.

A pesar de algunas imprecisiones -principalmente debido a los efectos de escala relacionados con la viscosidad, bastante evidentes lejos del mejor punto de operación de eficiencia (bep) - las leyes de similitud son de suma importancia a la hora de realizar pruebas modelo y utilizar sus resultados para la planificación de nuevas centrales hidroeléctricas. De hecho, las características básicas de rendimiento, incluido el gráfico de eficiencia (Figura 10), así como los cuatro cuadrantes de descarga y las características de momento/torque se trazan generalmente en los sistemas de coordenadas definidos por los factores dimensionales o no dimensionales antes mencionados

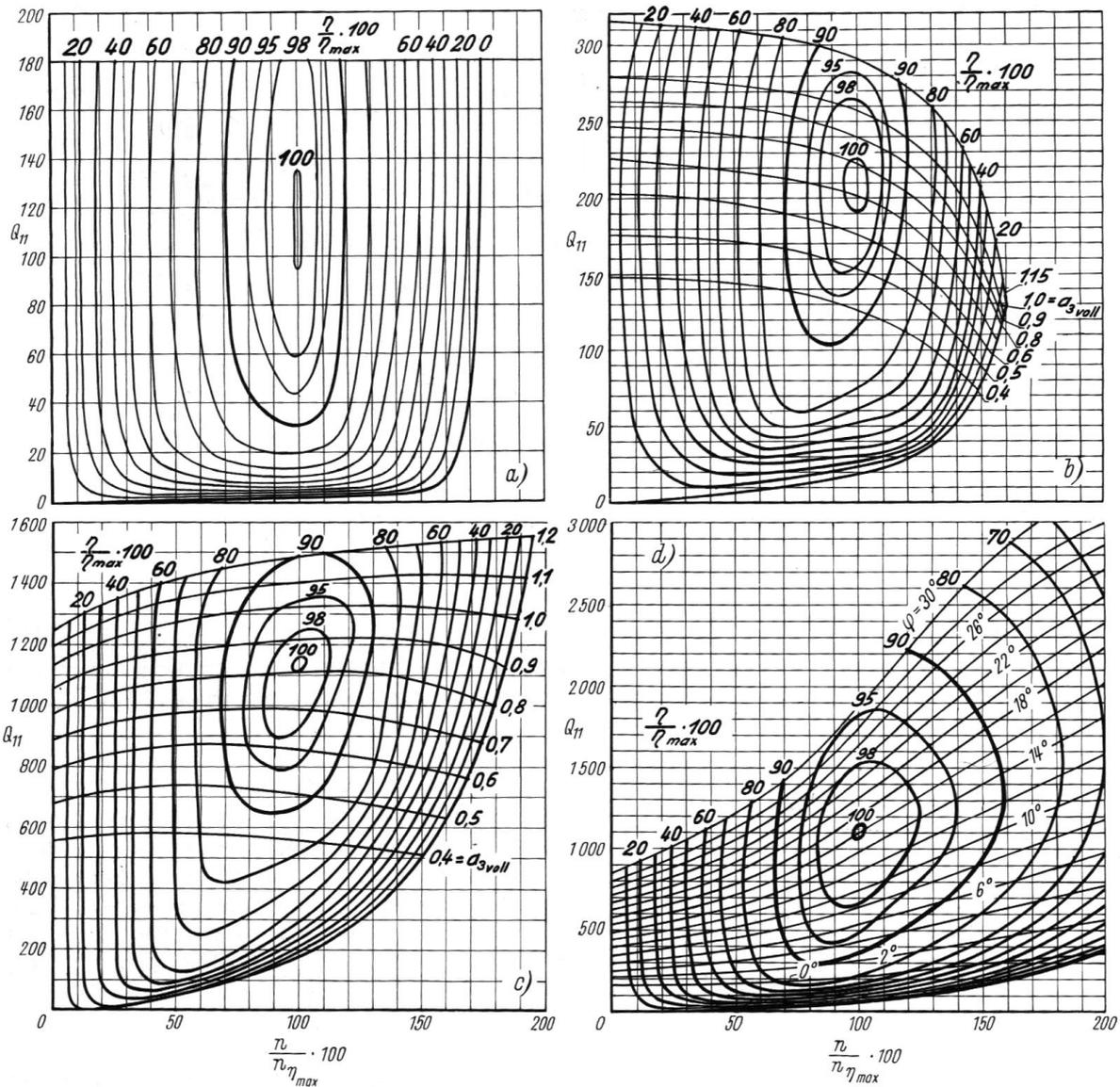


Figura 10: Gráficos de eficiencia normalizada en el plano ($n_{HD}/n_{HD\ opt}$, Q_{HD}) para una turbina Pelton (a), turbina Francis de baja y alta velocidad específica (b y c, respectivamente) y una turbina Kaplan (d) (Raabe, 1989)

La normalización se refiere a la velocidad de rotación y la eficiencia. El factor de descarga se expresa en l/s. Las aberturas de las compuertas de la turbina Francis se muestran como fracciones del valor de apertura completo.

Velocidad específica y relación de velocidad periférica.

Las consideraciones de similitud hidráulica han llevado también a introducir el término de velocidad específica cinemática que se define como la velocidad de rotación de una turbina hidráulica de diámetro unitario de referencia que funciona bajo la carga unitaria o energía específica con descarga unitaria y muestra la similitud geométrica y cinemática completa de su sistema de flujo con la de la turbina considerada. Las respectivas fórmulas no dimensionales y dimensionales son las siguientes.

$$n_Q = n Q^{0,5} / E^{0,75} = n_{ED} Q_{ED}^{0,5} \quad \text{and} \quad n_{sQ} = n Q^{0,5} / H^{0,75} = n_{HD} Q_{HD}^{0,5}$$

Hay cierta ambigüedad en estas definiciones, ya que los parámetros de rendimiento utilizados pueden referirse tanto a la eficiencia como al punto de operación nominal. Esto puede ser importante en el caso de las turbinas Kaplan, para las cuales la descarga en el mejor punto de eficiencia constituye a menudo sólo 3/5 del valor nominal. La velocidad angular, basada en una definición "científica" velocidad específica es ampliamente utilizada en la literatura francesa de ingeniería hidroeléctrica.

En el pasado, estaba en uso la llamada velocidad dinámica específica, misma que representaba la velocidad de rotación de una turbina hidráulica de diámetro unitario de referencia que corre bajo la unidad de carga proporcionando la salida de potencia unitaria. La fórmula es la siguiente:

$$n_{sP} = n P^{0,5} / H^{1,25}$$

con el valor de salida de potencia P expresado generalmente en unidades HP (caballos de fuerza). Parte de la ambigüedad en la relación entre los parámetros n_{sP} y n_{sQ} se deriva de la necesidad de asumir el valor de eficiencia de la turbina. La relación práctica aproximada es $n_{sP} = 3,65 n_{sQ}$.

La velocidad específica también se llama forma del rodete o el número de tipo de turbina, ya que está directamente relacionado con el tipo óptimo de turbina y la geometría del rodete (Figura 11). Los diseños de una alta velocidad específica resultan ser beneficiosos tanto económica como técnicamente, ya que permiten alcanzar una alta capacidad de descarga y potencia de salida por unidades de tamaño relativamente pequeño. Esto es importante especialmente en el caso de unidades de baja carga que operan en aguas poco profundas y requieren altos factores de descarga con el fin de evitar grandes diámetros de distribución y excesivos costos de instalación.

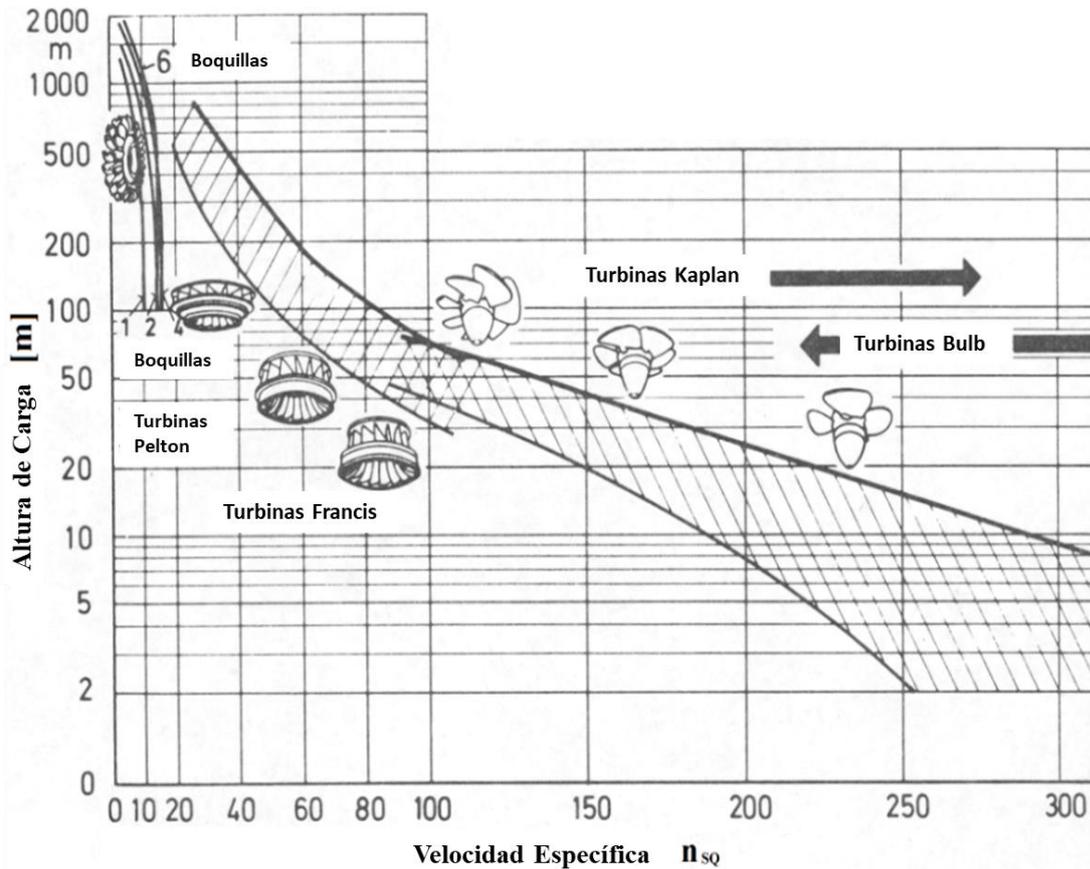


Figura 11: Tipos clásicos de turbinas que dependen del parámetro de velocidad específico (Raabe, 1989, después de Voith)

La interpretación física de la definición del factor de descarga Q_{HD} está directamente relacionada con la famosa fórmula de Torricelli y muestra la proporcionalidad entre la velocidad axial promedio y la raíz de la carga $H^{0.5}$ que se puede escribir como $V_{ax} \propto Q_{HD} H^{0.5}$. Esta observación permite notar que el coeficiente de velocidad específica n_{sQ} es directamente proporcional a la expresión:

$$\frac{\omega D}{2V_{ax}} Q_{HD}^{1.5}$$

Dónde ω [rad/s] denota la velocidad angular del rodete. En el caso de turbinas hidrocínicas, el coeficiente

$$TSR = 0,5 \omega D / V_{ax}$$

Dónde $V_{ax} = V_{\infty}$ es la velocidad del flujo no perturbado, se denomina relación de velocidad periférica ya que define la relación existente entre la velocidad periférica del rodete y la del flujo no perturbado. El parámetro TSR no se puede llamar un número de forma. Sin embargo, la Figura 12 muestra que es posible correlacionar el valor de TSR con el tipo de turbina hidro-cinética recomendada y su coeficiente de potencia. El diagrama se basa en la literatura de turbinas eólicas (Menet, 2004, y Wilson y Lissaman, 1974) y muestra los coeficientes de potencia de varios tipos de rotores de turbinas eólicas, incluidos los de los molinos de viento históricos holandeses y tradicionales americanos, las hélices 2 y 3 aspas, y dos de flujo cruzado, definidos como aquellos que se presentan por flujo de fluidos que entra y sale del espacio del rotor en dirección al eje perpendicular. Las máquinas aerodinámicas y sus componentes a menudo han sido usadas para estudiar el rendimiento de los hidrodinámicos, el diagrama modificado de Wilson y Lissaman todavía se utiliza ampliamente para explicar las diferencias en el rendimiento de varios tipos de turbinas hidrocínicas.

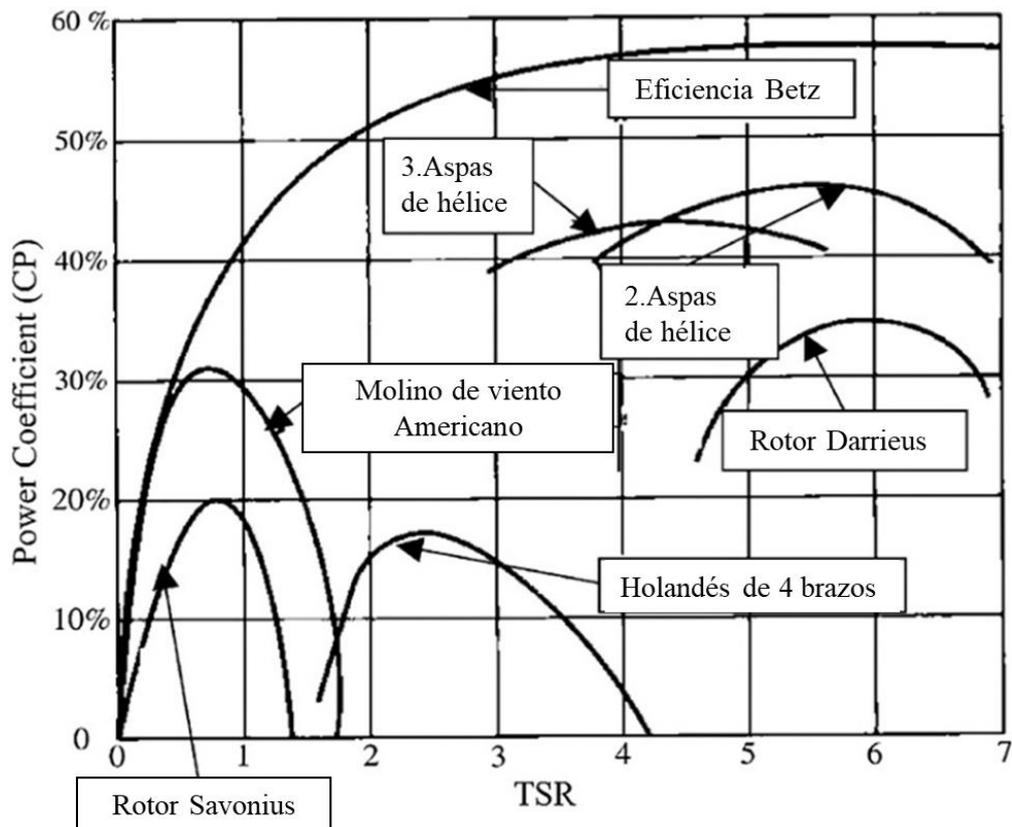


Figura 12: Parámetros típicos de los rotores de energía eólica (Saini y Saini, 2019 después de Menet, 2004, y Wilson & Lissaman, 1974).

Cavitación y erosión del lecho.

Un aumento en el valor de velocidad específica por encima del que se muestra en la Figura 11 está generalmente limitado por fenómenos de cavitación que son inevitables en caso de altas velocidades locales, también aquellos debido a la presencia de estructuras de torbellino inestables, responsables de la ocurrencia de áreas de depresión profunda y cavitación. La cavitación es el resultado de reducir la presión estática líquida por debajo de cierto valor crítico (cerca de la presión de vapor saturada) que conduce a un crecimiento explosivo de burbujas de vapor/gas microscópicas (núcleos de cavitación) ya que se trata de romper el equilibrio cuasi-estático entre la presión líquida ambiental y la tensión de la superficie de la burbuja en un lado y la presión de la mezcla de vapor/gas dentro de las burbujas en el otro lado. El mismo resultado obtenido al aumentar la presión de vapor debido a la transferencia de calor se conoce generalmente como ebullición. Por supuesto, ambos son diferentes del crecimiento constante de la burbuja que generalmente precede al fenómeno y puede ser parcialmente debido a la difusión de gas disuelto a través de la superficie de la burbuja.

En los sistemas de flujo de fluidos, las áreas de depresión líquida son limitadas y es posible que las burbujas se fusionen antes de que salgan, formando grandes estructuras de cavitación fluctuante, a menudo unidas a la superficie sólida. El aumento del contenido de vapor en el medio de trabajo y el desarrollo de las principales estructuras de cavitación pueden afectar sustancialmente a todo el campo de flujo y al rendimiento de la turbina. Sin embargo, desde el punto de vista de la integridad estructural de la máquina hidráulica, son aún más importantes los fenómenos que tienen lugar cuando el rendimiento sigue siendo apenas perceptible.

El colapso de las burbujas de cavitación y otras estructuras de cavitación debido a su transferencia a las áreas de mayor presión o a la fluctuación de la presión muestra un carácter implosivo y da lugar a una serie de efectos dinámicos perjudiciales, incluyendo ruido, estructura de turbina y vibración del eje y daño erosivo a las superficies de confinamiento de flujo. La alta agresividad del fenómeno se deriva de la desaceleración repentina del

líquido que rodea las burbujas que colapsan, lo que da lugar a ondas de presión de alta amplitud. Si el colapso se ve afectado por una presencia de una pared sólida, también se puede esperar la aparición de un microrreactor acumulativo. Eventualmente, la superficie sólida es golpeada con pulsos de presión de amplitud que alcanzan valores locales tan altos como varios GPa, totalmente capaces de ejercer un daño erosivo sustancial (Figura 13).



Figura 13: Amplio daño por cavitación en el lado de succión de un pequeño rotor de turbina Francis (1970s, fuente: archivos IMP PAN)

La cavitación está afectando no sólo a la maquinaria y a los equipos hidráulicos, sino también a estructuras de ingeniería civil como las captaciones de agua para la hidroeléctrica. La cavitación de vórtice que se desarrolla en grandes estructuras hidráulicas de geometría no optimizada puede mostrar efectos adversos extremos, incluyendo agujeros de daño por cavitación con profundidad medida en metros. En este contexto, cabe señalar que la cavitación no es el único mecanismo de desgaste que pone en peligro la maquinaria hidroeléctrica. La erosión de las aspas debido a que la corriente de agua transporta conjuntamente grava, arena y limo representa una grave amenaza para la integridad estructural de numerosas máquinas y equipos hidráulicos, especialmente aquellos operados en arroyos y ríos que tienen su origen en zonas montañosas y/o destacados por frecuentes inundaciones. Ejemplos típicos de componentes de maquinaria vulnerables son las agujas de boquilla de turbina Pelton y las aspas del rotor. La situación puede empeorar en caso de que el agua cargada de sedimentos comience a cavitarse ya que los efectos sinérgicos debido al impacto acelerado de las partículas sólidas en la superficie aerodinámica son bastante probables. Por otro lado, los efectos sinérgicos con corrosión electroquímica son probables en algunos sistemas de recuperación de energía industrial. Hay que tener en cuenta que la electroquímica afecta a la mayoría de los procesos de erosión por cavitación, aunque su contribución puede estar dominada por los factores mecánicos.

El método clave para mitigar los daños por cavitación de la maquinaria y el equipo hidráulicos es el diseño adecuado del sistema de flujo, generalmente respaldado por simulaciones CFD confiables y pruebas en modelos físicos. Es importante también mencionar el uso de medidas de construcción como medidas anti-cavitación en las turbinas Kaplan. A veces la simulación CFD puede ser útil para reducir el riesgo de erosión de las aspas. Sin embargo, la medida clave para mitigar la erosión de éstas es el diseño adecuado de la captación de agua y todas las disposiciones que lo acompañan para minimizar el transporte de partículas sólidas en el sistema de flujo de turbinas.

Siempre que la carga de cavitación y/o erosión de lodos sea inevitable, resulta importante la selección de material estructural altamente resistente. Dado que las propiedades requeridas de resistencia tecnológica y mecánica pueden parecer incompatibles con el aumento de los requisitos de resistencia a la erosión, se deben utilizar

recubrimientos protectores. Además de algunas técnicas tradicionales y problemáticas, las empresas europeas han desarrollado en las últimas décadas una serie de tecnologías innovadoras como por ejemplo la difusión de recubrimientos de carburo, mediante la técnica PCAV- o la "pintura" de las superficies aerodinámicas con compuestos elásticos. El progreso sustancial también preocupa a la tecnología de reparación posterior al daño.

Los efectos de cavitación vibro-acústica pueden ocurrir independientemente de la erosión de la cavitación y son particularmente intensos en turbinas reactivas que funcionan en condiciones de carga parcial. Los efectos no deseados de las cuerdas de vórtice de cavidad que colapsan son especialmente impactantes. En algunos casos pueden conducir a un potente golpe de ariete en el tubo de salida y conducto de salida presurizado si lo hubiera. La situación puede parecer bastante dramática en caso de resonancia hidráulica entre el vórtice y la descarga presurizada.

La separación de la columna líquida es un fenómeno que se asemeja a la cavitación y que ocurre en caso en que exista presión dentro de un conducto que cae por debajo del nivel de presión de vapor saturado. De hecho, la sub-presión significativa dentro del conducto está relacionada con el alto riesgo de colapso del mismo. Por otro lado, la fase final de separación de la columna líquida puede conducir a la rotura del conducto debido a la parada repentina de las masas líquidas que cierran la cavidad de ambos lados.

La cantidad clave que describe la amenaza de cavitación a una máquina hidráulica reactiva es la llamada Carga Neta Positiva de Succión (NPSH) definida como

$$NPSH = \frac{p_{abs} - p_{va}}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} - H_s$$

Dónde p_{abs} y p_{va} denotan los valores de presión del ambiente y presión de presión de vapor respectivamente, v_2 es la velocidad media del líquido en la salida de la turbina (corriente) salida del tubo y H_s es la carga de succión definida como la diferencia entre el nivel de referencia de la turbina y la superficie libre de agua del depósito (Figura 14). Si es necesario, el valor de la carga de succión debe ser incrementado debido a las pérdidas de carga hidráulicas dentro del conducto de salida. Debido a su interpretación física, el parámetro NPSH también es denominado en algunas nomenclaturas nacionales como el excedente de carga de succión de anticavitación. Se requiere una nueva modificación de su definición incluyendo la referencia directa al concepto de energía específica, es requerido en caso de que la turbina se instale en un conducto cerrado, por ejemplo, en un sistema de recuperación de energía hidráulica, sin depósito de agua.

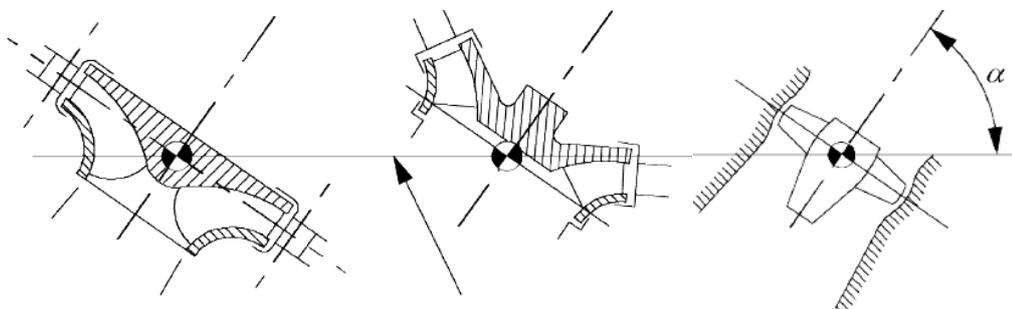


Figura 14: Posicionamiento de los niveles de referencia de una turbina reactiva. Orientación arbitraria del eje de transmisión (IEC 60193, 2018)

Es posible establecer el valor de NPSH o carga de succión permitido basándose en los resultados de las pruebas del modelo de laboratorio utilizando el número de cavitación de Thoma

$$\sigma_{Th} = NPSH/H$$

Dicho número de cavitación de Thoma representa el parámetro clave de similitud de cavitación de turbina hidráulica. La determinación del número de cavitación permitido en condiciones de laboratorio se basa en el seguimiento del incremento de las señales de diagnóstico básicas, como la fluctuación de la presión, la vibración y las emisiones acústicas soportadas por la observación visual, al tiempo que se reduce el valor numérico de Thoma y se mantiene el factor de velocidad de rotación a nivel constante. El número de cavitación permitido es a menudo dos veces mayor que el crítico, correspondiente a la caída abrupta de la eficiencia de la turbina.

A pesar de algunas ambigüedades en la técnica de determinar el número de cavitación permitido en condiciones de laboratorio, existe una dependencia estadística y teóricamente confirmada (Figura 15) sobre el valor de velocidad específico, a menudo aproximado por la siguiente fórmula

$$\sigma_{Th\ allowable} = (n_{sQ}/S_Q)^{4/3}$$

Dónde $S_Q = n Q^{0,5}/NPSH_{allowable}^{0,75}$ denotando la velocidad específica de succión y varía generalmente entre 0,85 y 1,0 para turbinas Francis y entre 0,65 y 0,8 para los Kaplan (con valores más bajos a mayor velocidad específica) (Pfleiderer y Petermann, 1986).

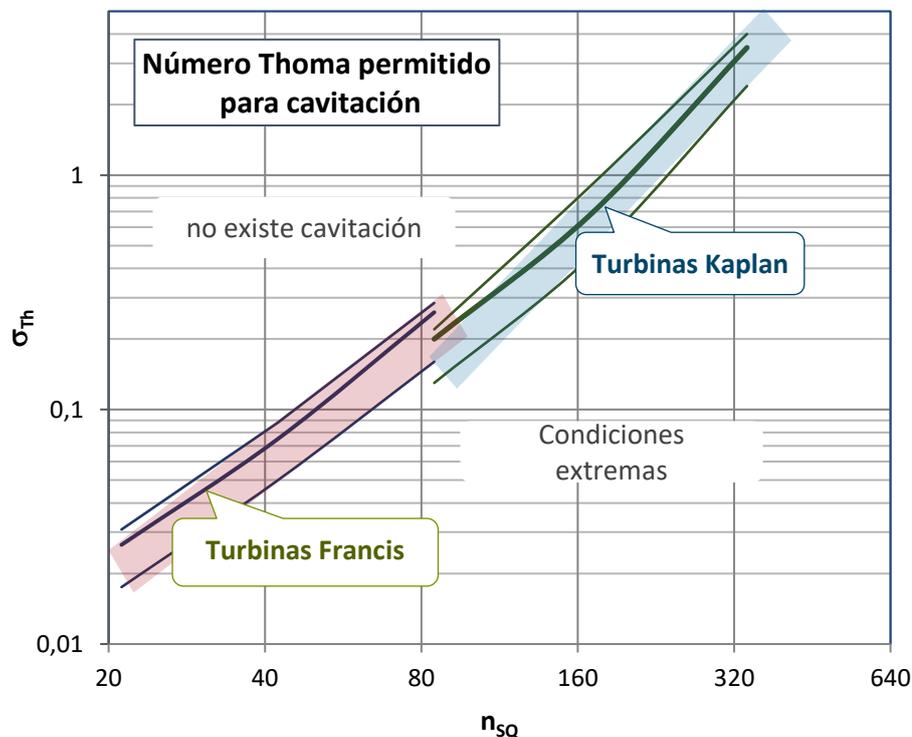


Figura 15: Curvas de cavitación límite vs al coeficiente de velocidad específico (after Arndt, 1981)

3.1.2 Turbinas de alta carga

Turbinas Pelton

Entre varias turbinas hidráulicas, la turbina Pelton (Figura 16) es la máquina más adecuada para alta carga, generalmente superior a 200 m para centrales hidroeléctricas grandes y 80 m para centrales hidroeléctricas pequeñas. Inventada en los Estados Unidos en la segunda mitad del siglo XIX, la turbina Pelton es ampliamente utilizada en Europa, especialmente en los países Alpinos, y fabricada por numerosos productores europeos, incluidos tanto los más grandes productores como aquellos orientados exclusivamente al pequeño sector hidroeléctrico.

El récord mundial de la turbina Pelton más potente es de 423 MW. La turbina se ejecuta a casi 1.870 m de carga en la central hidroeléctrica de Bieudron en Suiza. Las unidades más pequeñas proporcionan menos de 100 kW en redes de agua potable para una carga mínima de 60 m. Esta turbina, que puede ser de eje horizontal o vertical, consiste en un colector que distribuye el flujo a uno o más inyectores, un rotor formado por baldes moldeados y el pozo. Este tipo de turbina es una máquina de impulso ("acción") ya que la potencia hidráulica se transfiere al rotor en forma cinética a través de los chorros, el rotor gira en el aire. Por lo tanto, no hay diferencia de presión estática en la entrada y salida del rotor. El número de inyectores está limitado a dos para una turbina de eje horizontal, mientras que puede haber hasta seis inyectores para una turbina Pelton de eje vertical. La potencia de la turbina se ajusta mediante una válvula de cierre, situada dentro del inyector, cuya variación modificará la sección transversal del chorro y, en consecuencia, el flujo. El deflector a chorro montado en el extremo de la boquilla se encarga de un corte casi inmediato de la propulsión del rotor sin un golpe de ariete peligroso que sería inevitable cuando se utiliza la válvula de aguja para este propósito. El chorro se desvía, haciendo posible cerrar la boquilla lentamente.



Figura 16: Turbina Pelton de 7 MW de la Central Hidroeléctrica Gletsch Oberwald (CH) (Fuente: FMV SA)

El rotor convierte la potencia hidráulica en potencia mecánica. Esta potencia mecánica transferida al eje de la turbina se convierte en energía eléctrica por el generador. Para la pequeña energía hidroeléctrica, este tipo de turbina se instala a menudo en redes de agua potable o en pequeñas centrales eléctricas de tipo de desvío con las limitaciones de presión atmosférica en la salida. En caso de una presión relativa residual necesaria en la salida, el medidor de presión de la turbina Pelton puede garantizar tales condiciones (se utiliza un pequeño compresor para presurizar la carcasa y mantener el nivel aguas abajo suficientemente por debajo del rotor). Gracias a sus inyectores, esta máquina puede mantener una buena eficiencia (90 % y más) sobre una gran variación de la descarga. Sin embargo, la variación de carga de las unidades multi-chorro es limitada debido al efecto Falaise que consiste en la interacción de un chorro impactante con agua que no ha dejado completamente el balde después del impacto anterior (Perrig, 2007).

En las pequeñas centrales hidroeléctricas, las turbinas Pelton se utilizan ampliamente en los esquemas de turbinas de agua potable y en centrales de paso con alta carga y fuertes variaciones de descarga.

Turbina Turgo

El primer prototipo de turbina Turgo fue diseñado por el ingeniero británico Eric Crewdson y fabricado por Gilbert Gilkes & Co Ltd (hoy Gilbert Gilkes & Gordon Ltd) en 1919. Desde entonces la empresa sigue siendo el principal proveedor de turbinas Turgo con más de 1.000 unidades de lista de referencia.

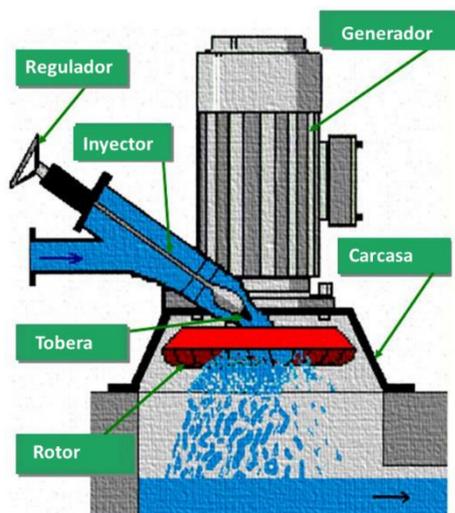


Figura 17: Esquema de una Turbina Turgo de un solo chorro (Mala voda, 2020)



Figura 18: Modelo simplificado de turbina Turgo (Hartvigsen Hydro, 2020)

Aunque se ha desarrollado como una modificación lejana del diseño de L. Pelton, el concepto de turbina Turgo (Figura 17 y Figura 18) se asemeja directamente al de un molino de ruedas balcánico tradicional en el que el conducto de madera sin presión ha sido reemplazado por una tubería presurizada con una boquilla moderna y la rueda de un balde de madera por un corredor de acero optimizado. Una copia de un predecesor Turgo del siglo XIX se expone en el Museo Alemán de Ciencia y Tecnología de Múnich.

Las turbinas Turgo contemporáneas son unidades altamente optimizadas, ofrecidas por Gilkes en 16 versiones de eje vertical y horizontal para aplicaciones en pequeñas hidroeléctricas dentro de un rango de carga entre 100 y 300 m y hasta 10 MW de límite de capacidad. Algunas otras empresas ofrecen turbinas Turgos también para cargas más bajas. Según Gilkes (2019) las principales ventajas de las turbinas Turgo incluyen simplicidad de construcción, fiabilidad (especialmente cuando se manipula agua con sedimentos o abrasiva) y una buena eficiencia para una amplia gama de descargas. De hecho, la eficiencia de la turbina es sólo ligeramente inferior al 90 %. La turbina Turgo muestra también una velocidad específica más alta que una Pelton de la misma capacidad, lo que implica una mayor producción al mismo tamaño.

3.1.3 Unidades de carga media y baja

Este grupo de maquinaria hidroeléctrica es especialmente abundante, ya que además de las turbinas tradicionales de rodetes mixtos (Francis), diagonales (Deriaz), flujo axial (hélice y Kaplan) cubren también turbinas de flujo cruzado, bombas como turbinas y diseños innovadores como TMBA (Turbinas de muy baja altura).

Turbina Francis

La patente estadounidense de 1836 alcanzado por S. Howd, y la contribución adicional de diseñadores como J.B. Francis, C.L. Fink, A.M. Swain, A. Pfarr y otros, la turbina de flujo radial-axial llamada después del nombre de su "re-inventor" y potenciador, alcanzó una madurez sustancial a finales del siglo XIX. Poco después, las turbinas Francis representaban ya el tipo de turbina de agua más utilizado con un rango de carga por debajo de 10 metros hasta varias decenas y algún tiempo después - varios cientos de metros (hasta 700 m). Hoy en día, las turbinas Francis presentan una capacidad superior a 800 MW (Plantas Hidroeléctricas Xianjiaba, China), son las turbinas hidráulicas más potentes utilizadas en todo el mundo. Aunque su importancia en el campo de la hidroeléctricas de baja carga disminuyó gradualmente con un despliegue cada vez más amplio de la invención del V. Kaplan del sistema de ajuste de las aspas del rodete de flujo axial, todavía a principios de la década de 1980 las turbinas Francis de carga baja fueron capaces de mantener su posición predominante en micro y mini centrales hidroeléctricas. La mayoría de las aplicaciones de baja carga se refieren a turbinas instaladas en una cámara de turbina

abierta (a veces formada como semi-espiral) con mecanismo de ajuste de compuerta de paso externa (álabe guía). Las configuraciones horizontales (turbina simple y doble) con eje que pasa a través de la pared de la cámara de la turbina eran muy frecuentes (Figura 19). El cambio llegó con la inclusión de las unidades compactas de doble flujo axial (tubular) con una serie de ventajas técnicas y un nivel de precios razonable.

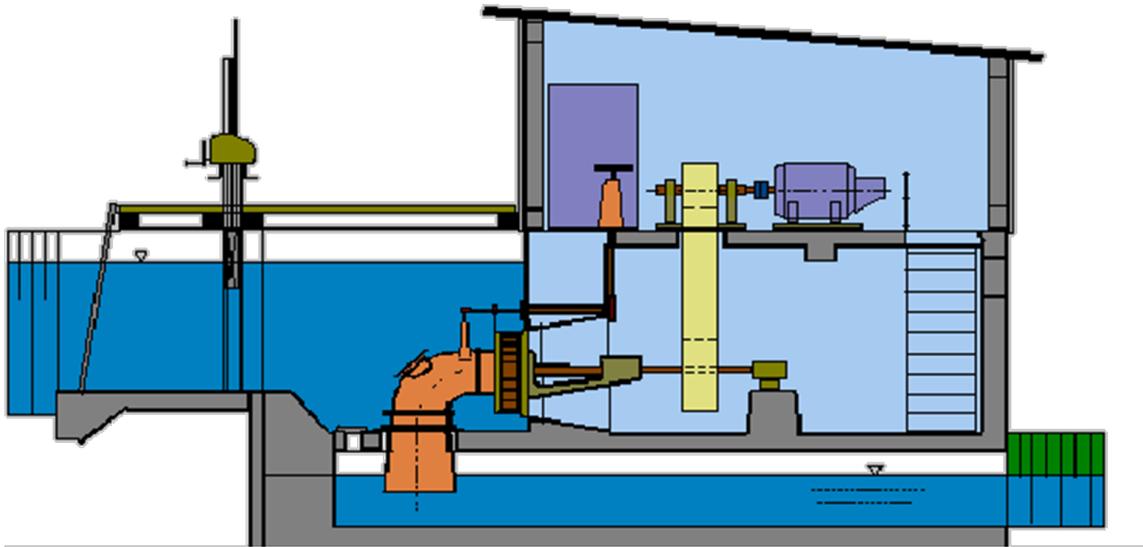


Figura 19: Configuración de una pequeña antigua turbina Francis de baja carga (después de Hoffmann (ed.), 1992)

Actualmente las turbinas Francis siguen siendo la solución óptima para numerosas pequeñas centrales hidroeléctricas con carga superior a 10 m. Su ventaja se debe no sólo al precio razonable, sino también a la alta calidad del sistema de flujo, manifestado por la alta eficiencia y las propiedades de cavitación satisfactorias. La última característica permite disponer de centrales con una altura de succión positiva y menores costos de trabajo de ingeniería civil. Las pequeñas turbinas modernas Francis (Figura 20) suelen estar equipadas con una caja espiral de acero y modernos mecanismos de seguridad de compuertas de paso, por ejemplo, con resortes gaseosos. Materiales avanzados compuestos se utilizan para sellos y rodamientos de guía deslizante lubricados con agua, tal como se aplican en configuraciones verticales.



Figura 20: Moderna turbina Francis en una central hidroeléctrica Polaca rehabilitada (fuente: archivos IMP PAN)

Las turbinas Francis de más de 100 kW de capacidad se utilizan a menudo en los sistemas de recuperación de energía, en los que no se pueden garantizar condiciones de flujo constantes (por ejemplo, sistemas de suministro de agua urbana). La desventaja de este tipo de turbinas es la preferencia de su eficiencia bastante pronunciada frente a las características de descarga (Figura 21). En el caso de las turbinas grandes, se debe prestar gran atención a la operación de carga parcial, que en el pasado a menudo sólo se permitía bajar hasta el 60 o el 65 % de la carga total. Los efectos dinámicos de carga parcial son generalmente mucho menos perjudiciales en unidades pequeñas. Sin embargo, también en este caso se suele tener cuidado hoy en día para tener en cuenta la operación de carga parcial ya en la etapa de diseño de la turbina.

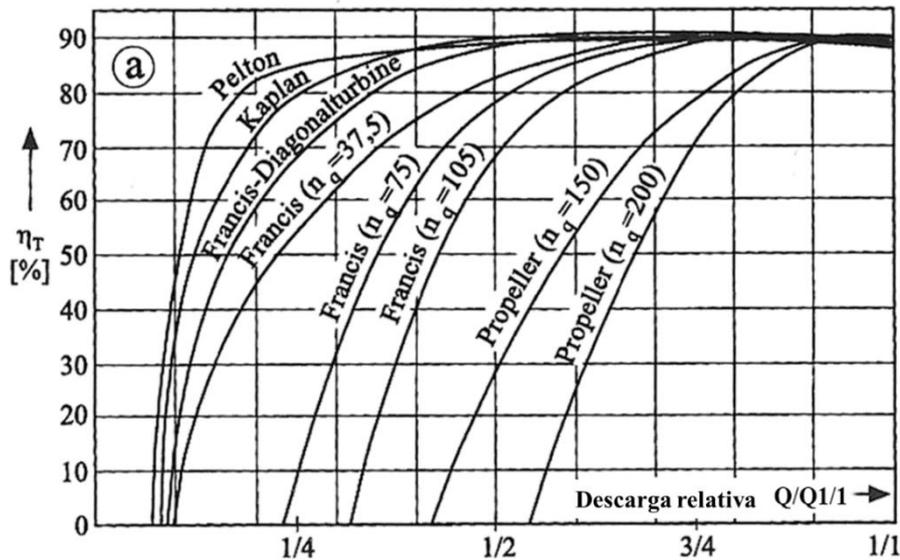


Figura 21: Curvas de eficiencia características de turbinas hidráulicas (Raabe, 1989)

Turbinas de flujo axial

Las turbinas de flujo axial con paletas guía ajustables (turbinas de hélice) eran conocidas desde hace mucho tiempo, antes de la Primera Guerra Mundial, pero la patente V.Kaplan sobre el rodete regulado trajo un mayor

avance al final del período de la guerra. La doble regulación había permitido el funcionamiento de las turbinas con una buena eficiencia en una amplia gama de descargas que era de gran importancia para el funcionamiento en condiciones hidrológicas y/o de red variables. Por esta razón, en las próximas décadas las turbinas Kaplan cubrieron toda el área de aplicación de turbinas de baja y media carga (Figura 22). Además, las características de eficiencia de las turbinas individuales reguladas con aspas de corredor ajustadas (las llamadas unidades semi-Kaplan) han aparecido mucho menos pronunciadas y, por lo tanto, más ventajosas que las de las turbinas de hélice. Esta observación tuvo un profundo impacto en el desarrollo de turbinas de baja carga para el pequeño sector hidroeléctrico. Las turbinas Kaplan clásicas están equipadas con rodetes radiales que comprenden cajas espirales o semi-espirales, así como aspas posicionadas y guiadas radialmente (Figura 22). En algunas instalaciones pequeñas, se utiliza una configuración de sifón.

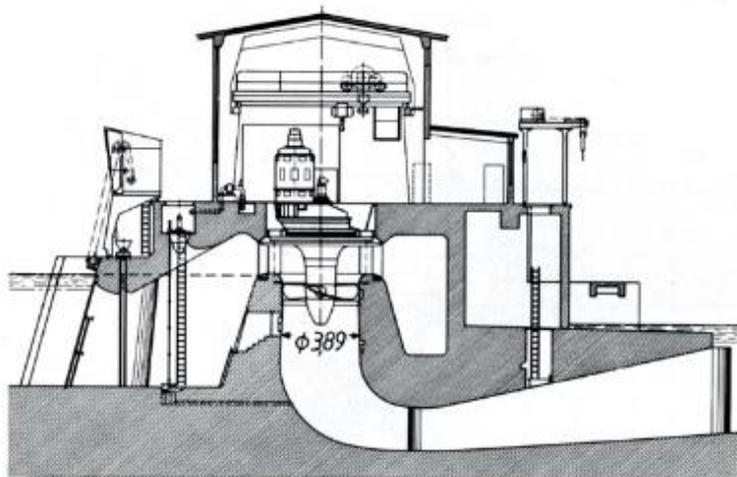


Figura 22: Turbina Kaplan clásica en configuración de sifón. Pequeña Central Hidroeléctrica Marktbreit (H 2,5 m, P 1100 kW) - Main, Alemania (Fuente: Raabe, 1985, después de Voith)

Una innovación de alta importancia para aplicaciones de baja carga fue la inclusión de unidades tubulares, originalmente propuestas como straflo (flujo recto) por L. S. Harza, luego implementadas por Escher Wyss tanto en las versiones de depósito como straflo en una serie de instalaciones alemanas bastante pequeñas. En las décadas de 1960 y 1970, ambos conceptos evolucionaron a unidades montadas principalmente en grandes centrales hidroeléctricas. La cualidad característica de estos diseños era montar el generador con caja de cambios dentro del depósito unitario o utilizar el rodete de turbina como rotor generador (con bobinados de estator situados en la llanta de la cámara del corredor). La ventaja evidente del diseño tubular en comparación con el clásico (con rodete radial) es el aumento de la eficiencia debido a que evita la flexión de 90° de la dirección del flujo y una disminución sustancial en la cantidad de obras de ingeniería civil requeridas. Las desventajas incluyen el tamaño relativamente grande del depósito, los altos costos de instalación de la unidad, el mantenimiento y la revisión. Estos aspectos y algunos problemas técnicos, principalmente con el sellado, habían impedido su amplio uso durante más tiempo, especialmente en pequeñas aplicaciones hidroeléctricas. De hecho, las unidades de straflo clásicas altamente "elegantes" no son ampliamente utilizadas hoy en día, incluso si pueden parecer muy exitosas en algunas aplicaciones especiales (por ejm., StrafloMatrix™ de Andritz). Mientras tanto, el término "turbina de straflo" se extendió también a pequeñas turbinas tubulares suministradas con anillos externos de conducto utilizados como polea de un elevador de velocidad de banda que transmite la potencia mecánica en el eje del generador (ver sección 3.3.2).

Independientemente de las unidades mencionadas de Escher Wyss, fabricadas hasta 1951, las primeras turbinas tubulares de pequeña capacidad se montaron en configuración con el eje de la turbina pasando ya sea a través de la tubería de entrega o codo(s) de tubo de salida. En cada caso, los codos deben diseñarse con mucho cuidado para evitar un posible bloqueo del flujo. Algunos de estos diseños han aparecido muy exitosos y se aplican todavía

hoy en día. La configuración mejor establecida es probablemente la de turbina horizontal con tubo de salida de codo doble, generalmente llamado una turbina S (Figura 23). En caso de elevación suficientemente alta del rodete, se puede omitir el segundo codo. Esta opción se recomienda especialmente en instalaciones de sifón pequeño, en cuyo caso el uso de un tubo de salida pesado largo podría ser altamente problemático.

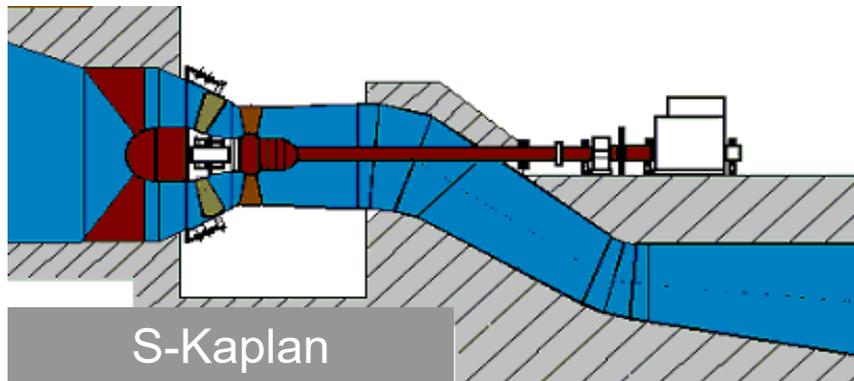


Figura 23: Sección esquemática vertical de una pequeña central hidroeléctrica de baja carga con una turbina tubular de tipo S. (Después de IEC 61116, 1992)

Un ejemplo de una turbina de sifón semi-Kaplan de eje vertical con el eje que pasa a través del tubo de salida del codo doble se muestra en la Figura 24. Esta configuración se utiliza en instalaciones bastante pequeñas. Su ventaja es su alta simplicidad y fácil instalación. Desafortunadamente, se pueden esperar pérdidas hidráulicas sustanciales en el sifón y el tubo de salida.

Desde el punto de vista de las pérdidas hidráulicas es considerado ventajoso dejar que el eje de la turbina salga del sistema de flujo a través del codo de entrada. La Figura 25 muestra un ejemplo de una configuración de turbina semi-Kaplan de codo único a menudo considerada la mejor coincidencia con las aplicaciones de sifón.

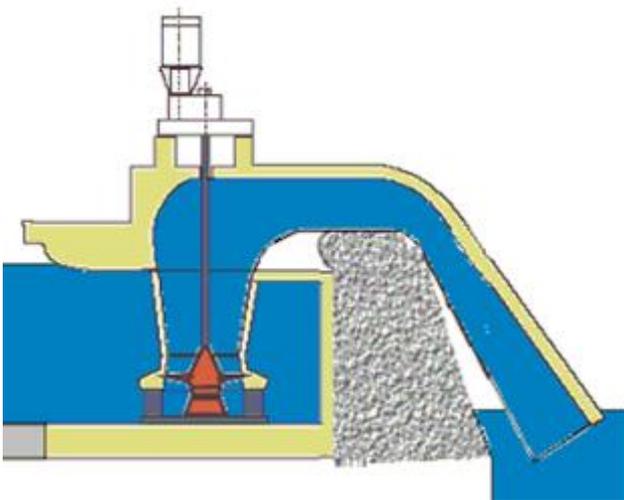


Figura 24: Hélice inversa o turbina semi-Kaplan en una configuración de sifón de codo doble (ESHA, 2004)

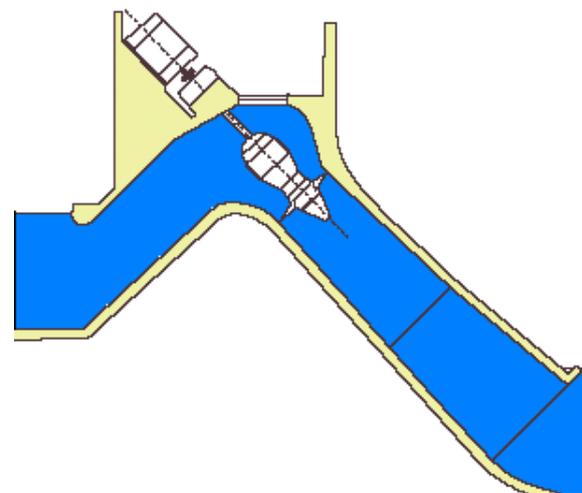


Figura 25: Turbina semi-Kaplan en una configuración de sifón de codo único (ESHA, 2004)

SAXO es una de las configuraciones de turbina tubular mejor establecidas con eje que pasa a través del codo lateral de entrada (Figura 26). Su principal ventaja en comparación con la unidad vertical clásica Kaplan es el ahorro de espacio necesario para establecer la caja espiral. Sin embargo, como se puede ver en la Figura 27

ahorros aún mayores en las obras de ingeniería civil (especialmente excavación), se puede lograr mediante la implementación de configuraciones horizontales con un codo de entrada liso pasado el eje (configuración MAS de acuerdo con la antigua nomenclatura Alstom (Czerwinski, Canas, y Marin, 2012)). Una desventaja es, por supuesto, el posicionamiento del rodete inmediatamente después del codo, lo que resulta en flujo de condiciones homogéneas.

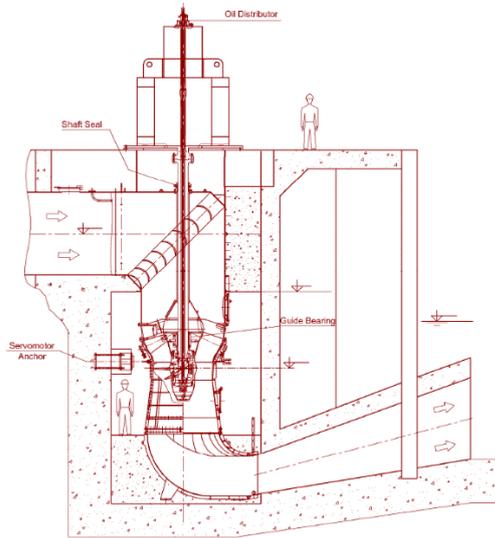


Figura 26: Turbina Kaplan en configuración SAXO (Gale et al., 2010)

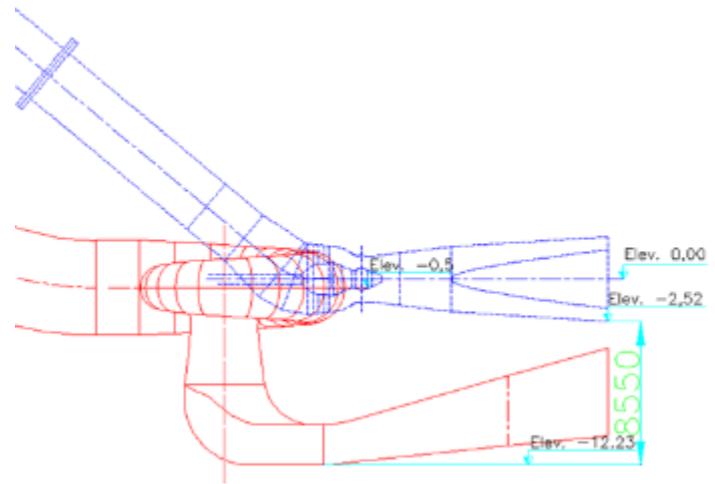
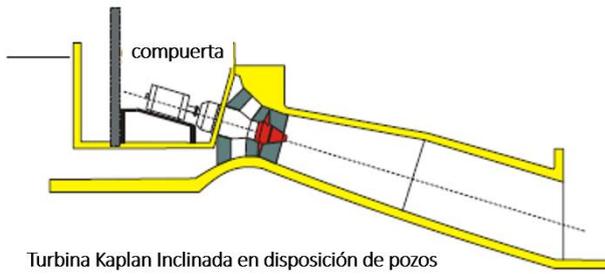
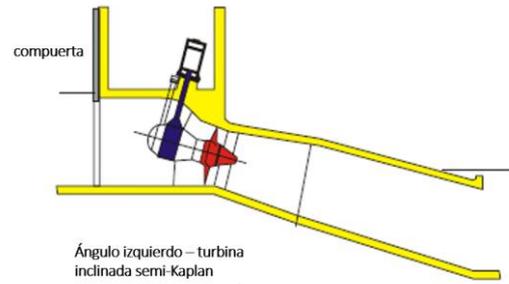


Figura 27: Comparación entre los trabajos de excavación necesarios para las turbinas clásicas Kaplan (2 unidades) y 4 turbinas tubulares SAM (4 unidades) con la misma capacidad total. (Czerwinski, Canas, and Marin, 2012)

Los esfuerzos realizados para aprovechar al máximo las características del sistema de flujo de turbinas tubulares y renunciar por completo de los codos de entrada y salida resultaron ya en la década de 1970 en la llamada disposición de pozo (Figura 28) con generador y caja de cambios ubicado en un pozo de hormigón volado alrededor de dos lados. La configuración del pozo es bastante frecuente en el caso de instalaciones hidroeléctricas con capacidad superior a 500 kW. El progreso sustancial en las técnicas FAC y la tecnología de refinamiento de la calidad del material aplicada a la fabricación de engranajes dentales permitió algún tiempo más tarde difundir con éxito otra configuración. Actualmente, las unidades compactas con aumento de velocidad de bisel y motor eléctrico de inducción utilizado como generador (Figura 28 y Figura 29) son probablemente los grupos electrogénos de baja carga más frecuentemente instalados en una amplia gama de capacidades, tanto en versión regulada simple o doble.



Turbina Kaplan Inclinada en disposición de pozos



Ángulo izquierdo – turbina inclinada semi-Kaplan

Figura 28: Turbina tubular Kaplan en disposición de pozos (ESHA, 2004)

Figura 29: Una unidad compacta semi-Kaplan con aumento de velocidad de bisel (ESHA, 2004)

Los progresos mencionados anteriormente en la tecnología de ingeniería mecánica han demostrado también un impacto en la implementación de la caja de cambios planetaria en las bombas axiales sumergibles compactas.

La elevada relación de la caja de cambios permite el uso de motores eléctricos de pequeño tamaño y el alojamiento de ambos dispositivos en una cápsula de pequeño diámetro (depósito). El mismo diseño se aplicó a finales del siglo anterior en turbinas sumergibles de flujo axial ofrecidas por algunas empresas europeas. Más tarde, con la llegada de los generadores de imanes permanentes y la difusión de la tecnología de conversión de frecuencia eléctrica, este diseño bajó del primer plano. El progreso tecnológico que se ha llevado a cabo permitió omitir la caja de cambios, aplicando la inducción de velocidad variable o los generadores síncronos de imán permanente y pasar la tarea de asegurar la frecuencia requerida en el punto de conexión de red local o nacional al inversor de frecuencia y otros equipos electrónicos de energía eléctrica. Además, la solución anterior ha proporcionado una herramienta adicional de regulación de la unidad hidroeléctrica.



Figura 30: Unidad compacta característica con aumento de velocidad de bisel. Oborniki SHP, Polonia (Fuente: archivos IMP PAN).

Los generadores de inducción y de imán permanente se utilizan entre otros en las unidades Hydromatrix y StreamDiver entregadas por Andritz Hydro (Figura 31) y Voith, respectivamente Cui et al. (2007), Keuneke (ed.) (2014) y Voith (2020). Ambos se recomiendan para instalaciones individuales y multiunidades con escaso lugar y

posibilidad de llevar a cabo cualquier obra de ingeniería civil, por ejemplo, en las presas de navegación y riego, así como en las cerraduras abandonadas de los buques.

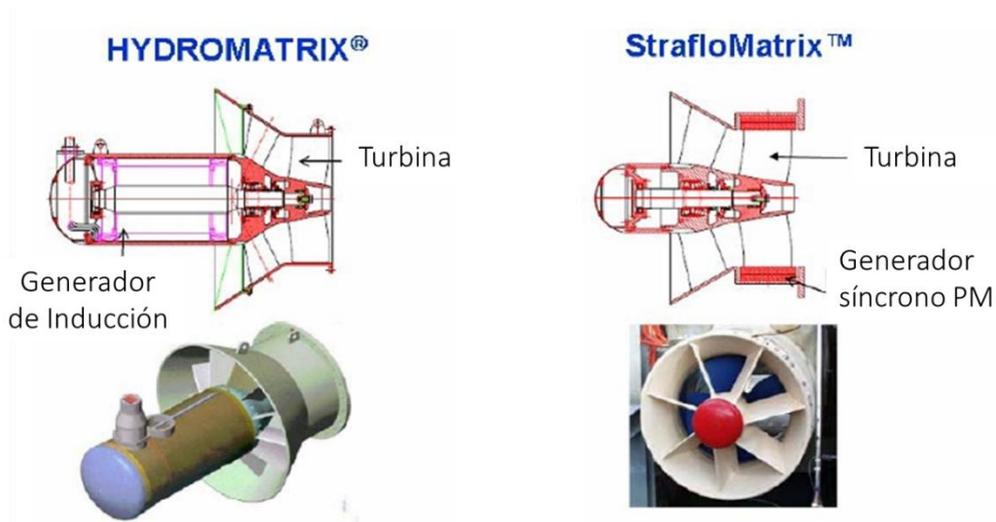


Figura 31: Unidades de flujo axial Hidromatrix® ofrecidas por Andritz para su instalación en cerraduras o puertas de trabajo (Cui, Binder and Schlemmer, 2007)

Otra aplicación del generador de energía de imán permanente es la unidad Turbina de muy baja altura (TMBA) desarrollada por los ingenieros franceses de MJ2 en la primera década de este siglo (Leclerc, 2008). Su objetivo principal es aprovechar el potencial de baja carga creado por pequeñas captaciones equipadas con puertas reguladoras. El concepto era reemplazar la puerta existente por una solapa que comprende una unidad hidráulica de flujo axial de gran diámetro con aspas del rodete ajustables y un generador de imán permanente de velocidad variable. No se necesita ninguna intervención de ingeniería civil excepto la sustitución de la puerta. Además, la baja velocidad del rodete permite mantener una alta eficiencia sin un tubo de salida y evitar dañar el paso de la turbina por parte de los peces (ver sección 3.9). La unidad se recomienda para el funcionamiento con cargas entre 1,4 y 3,4 m (Figura 32).



Figura 32: Unidad TMBA (Turbina de muy baja altura) en la salida del canal Milleau (Leclerc, 2008)

Turbinas Diagonales

El concepto de rodete diagonal de P. Deriaz ha permitido al inventor introducir una doble regulación en el rango de operación de media carga. Esto se considera de particular valor en caso de grandes variaciones de carga, característica para instalaciones de almacenamiento de carga media bombeada. La capacidad de ajuste del aspa del rodete ha permitido mejorar el rendimiento unitario también en el modo de operación de bombeo. El sistema de compuerta Wicket se aplica alternativamente en la configuración radial o diagonal. Como se mencionó, el diseño se aplica principalmente en instalaciones de almacenamiento de media carga, aunque es recomendable su uso en pequeñas centrales hidroeléctricas de paso con mayores variaciones de caudal.

Sin embargo, la década anterior, la compañía Mhylab (Montcherand, Suiza) desarrolló una sola turbina regulada con rodete Deriaz con el objetivo de proporcionar una mayor flexibilidad en el rango de media carga en comparación con las turbinas tradicionales Francis. El rodete de tipo axial con paletas guía rígidas se asemeja al utilizado en algunas turbinas tubulares semi-Kaplan (Figura 33). La turbina se instala generalmente en la configuración vertical de tipo Z (SAXO). El rango de aplicación supuesto es de hasta 1 MW con una cabeza entre 20 y 80 m (Denis, Cottin y Choulot, 2016).

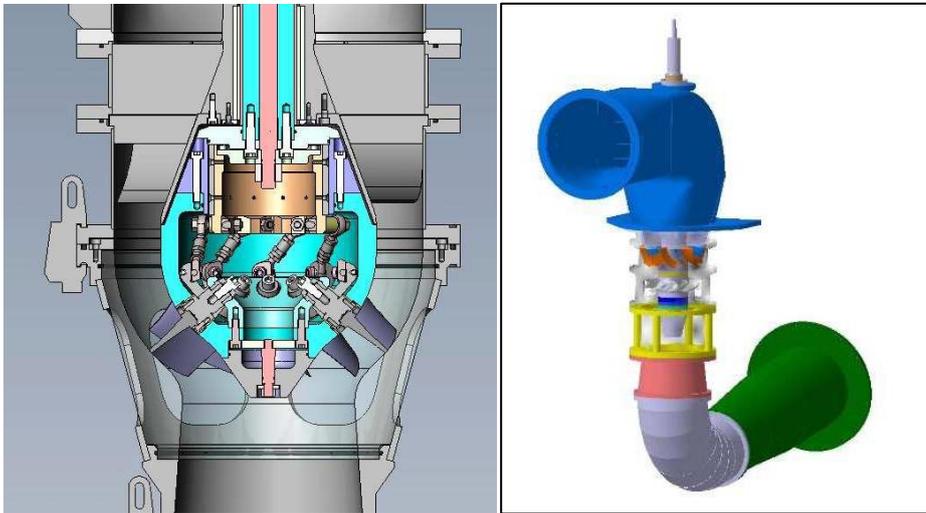


Figura 33: Turbina diagonal Mhylab (Denis, Cottin and Choulot, 2016)

Mhylab desarrolló una doble turbina diagonal regulada para la misma gama de carga con configuraciones de 8, 10 y 12 aspas del rodete.

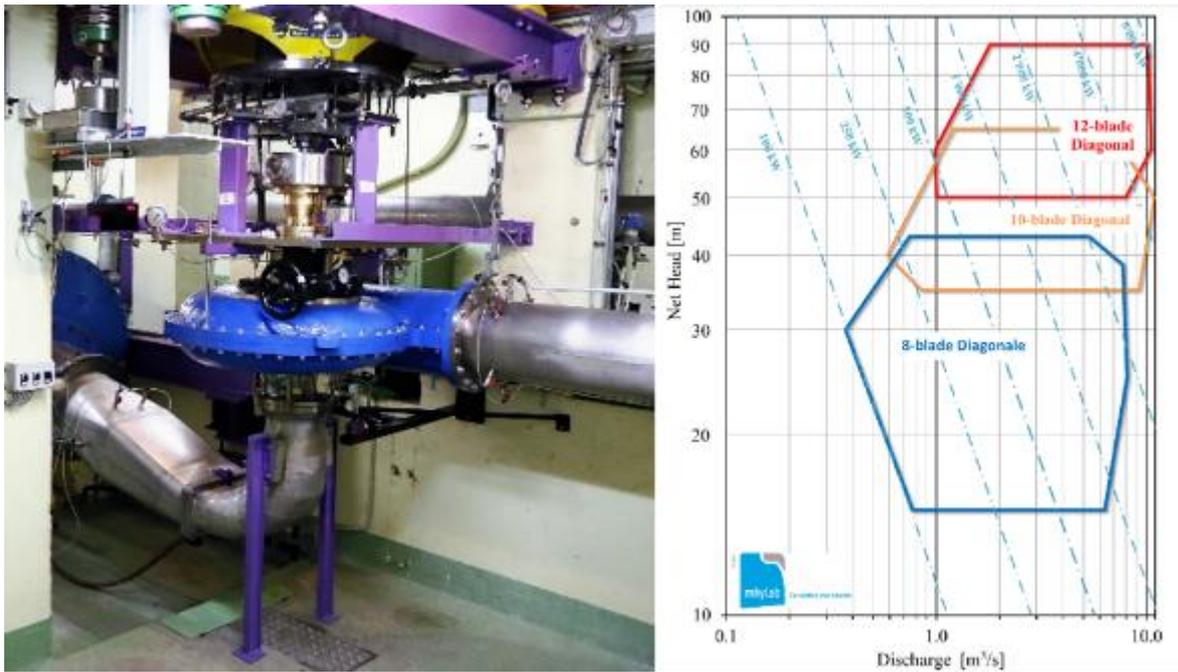


Figura 34: Turbina diagonal MhyLab (Bullani and Denis, 2019)

Turbinas de flujo cruzado

La última turbina de media carga que se menciona en este estudio es una turbina de flujo cruzado, llamada también Banki-Michell uno después de los nombres de sus inventores independientes - Donat Banki, un profesor de la Universidad Tecnológica de Budapest y un ingeniero australiano, A.M. Michell. Aunque los fabricantes se encuentran en todo el mundo, el más reconocido es la empresa Ossberger de Babaria. La compañía ha introducido algunos refinamientos importantes. Debido a esta razón la turbina se llama también turbina Ossberger (Figura 35).

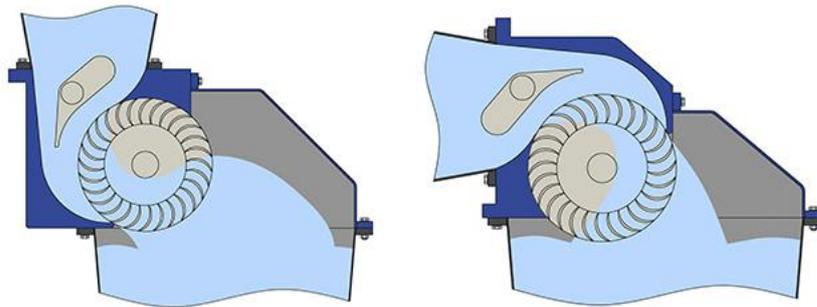


Figura 35: Turbina de flujo cruzado según el concepto Ossberger (Ossberger, 2018)

La turbina Banki-Michell es esencialmente una máquina de impulsos con una boquilla controlada por una sola aspa guía o una puerta cilíndrica que bloquea una porción más pequeña o grande de la periferia del rotor. El líquido que sale de la boquilla golpea las aspas situadas en la periferia del rotor cilíndrico, pasa el espacio interno del rotor y cruza de nuevo el anillo de cascada del aspa al salir del corredor. Por lo tanto, se considera a veces una máquina de doble etapa con nivel inferior del borde del rotor utilizado como referencia al calcular la carga neta. La turbina muestra cierto grado de reactividad que puede ser controlado por una válvula de aire o un tubo de salida opcional. Debido a la pérdida de energía entre el borde inferior del rotor y la cola, la turbina generalmente no se recomienda para bajas cargas. Esta limitación ha sido eliminada por el ingeniero de República Checa,

M. Cink, que desarrolló una versión reactiva de la turbina (con un tubo de salida) conocida bajo su nombre (Pucher, 1996). Sin embargo, debido al alto riesgo de cavitación, el rango de aplicación recomendado de turbinas reactivas de flujo cruzado tuvo que ser reducido a 1 - 3 m con un impacto seguro en la eficiencia. La cavitación en una turbina de flujo cruzado puede conducir a efectos significativos de tipo vibro-acústicos y erosivos. Si se desea evitar los efectos de rodamiento, es necesario tomar precauciones para que no se genere penetración de agua en los rodamientos (CINK Hydro – Energy, 2020). Dado que la vibración también puede ocurrir en turbinas no cavitantes, los refuerzos de rigidez a menudo se aplican entre las aspas del rotor. Esta medida no sólo mejora las propiedades de resistencia del rotor, sino que también mueve su frecuencia de resonancia hacia arriba, posiblemente por encima de las estimulaciones de vibración generadas hidráulicamente. La desventaja es reducir la eficiencia debido al aumento de las pérdidas de fricción y el mayor riesgo de obstrucción en caso de que los desgarros no impidan el ingreso de hierbas y hojas.

La eficiencia de la turbina Banki-Michell, con la carga medida hasta el borde inferior del rotor, suele estar por debajo del 80 % y siempre por debajo del 85 %. La razón radica principalmente en que el diseño no permite mantener el ángulo de entrada de diseño en toda la circunferencia del rotor cruzado por la corriente de líquido, la naturaleza de flujo altamente turbulento dentro del rotor y algunos otros efectos que conducen a la disipación de energía. Sin embargo, la turbina se considera todavía una opción robusta y rentable en numerosas pequeñas aplicaciones hidroeléctricas pequeñas.

Las ventajas incluyen un diseño y mantenimiento bastante simple y fácilmente repetible. La tecnología de fabricación puede considerarse no muy complicada siempre que se preste atención a algunos aspectos sensibles con impacto en la susceptibilidad a las vibraciones y la vida útil. Presenta una buena característica operativa que corresponde a la posibilidad de aplanar la curva de eficiencia dividiendo el aspa guía y el sistema de flujo del rotor en varios segmentos (normalmente 2 - 4) que funcionan como módulos separados. El alto interés en las turbinas Banki-Michell se manifiesta por su número de estudios técnicos y científicos registrados en los países no europeos.

BCTs (Bombas como turbinas) y otras turbinas de recuperación de energía

En el caso de instalaciones más pequeñas que se presentan en condiciones de funcionamiento bastante constantes, el uso de bombas se puede utilizar en el modo de operación de turbina. La eficiencia en el punto de funcionamiento óptimo suele estar entre el 65 y el 75 %, superando ocasionalmente el 80 % (Fontanella et al., 2020). En comparación con las turbinas clásicas (como Francis y Kaplan) presentan un porcentaje de eficiencia entre un 10 y un 20 % menor. Además, debido a las características de eficiencia pronunciadas, coincidencia adecuada del mejor punto de eficiencia con las condiciones de funcionamiento resulta de vital importancia. Sin embargo, debido a la fabricación en serie y a su precio relativamente bajo, las Bombas como Turbinas (BCT) aparecen como una opción económicamente justificada tanto para instalaciones de recuperación de energía en redes de agua municipales como para sistemas hidráulicos industriales y algunas aplicaciones clásicas de micro hidroeléctricas. La regulación es generalmente posible mediante el ajuste de la velocidad de rotación o técnicas de reducción de carga.

Por lo general, las bombas centrífugas de una sola etapa se despliegan en el rango de funcionamiento entre 10 m hasta casi 200 m. Algunos grandes fabricantes europeos de bombas, como KSB, han reconocido la importancia de la implementación de su producto y han probado sus bombas en el rango de funcionamiento de turbinas (Figura 36).

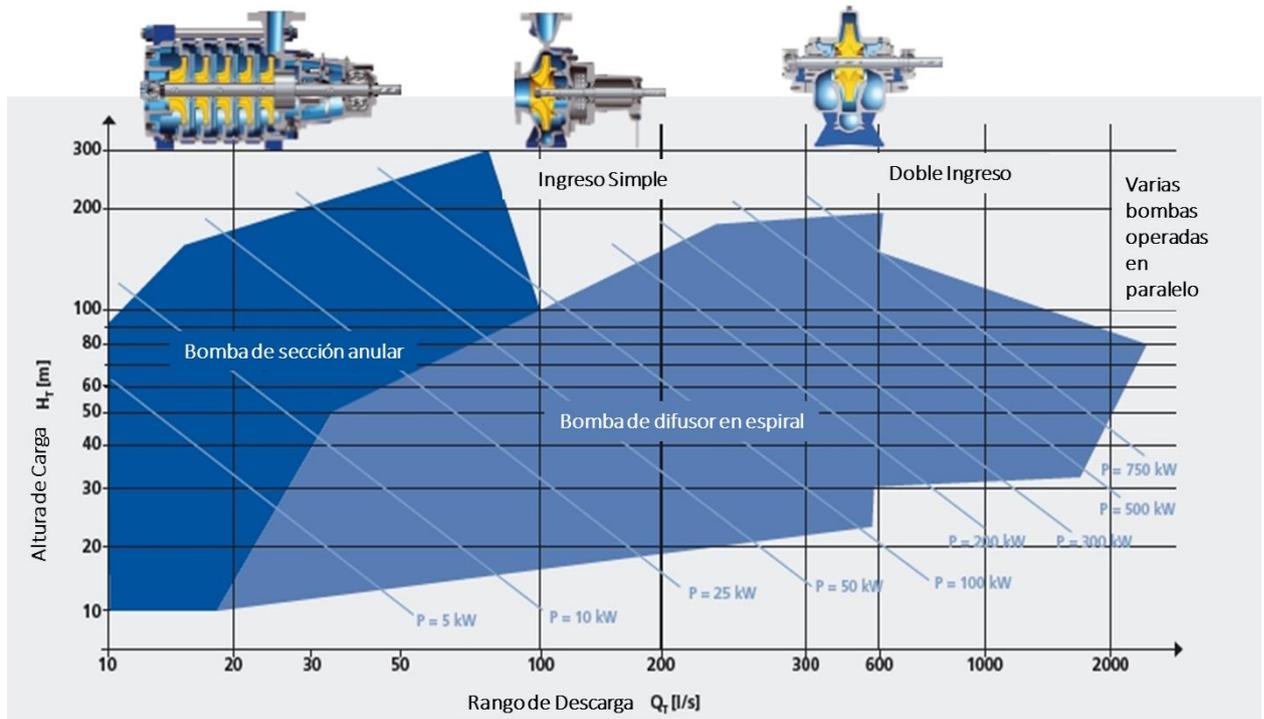


Figura 36: Bombas para operación de Turbinas ofrecidas por KSB AG (KSB, 2012)

Se están elaborando cada vez más turbinas, con el fin de completar el portafolio de tecnologías, útiles para infraestructuras existentes de pequeñas centrales hidroeléctricas. En HES SO Valais, se ha desarrollado una nueva turbina llamada Duo Turbo (Figura 37) para captar la energía de las redes de agua potable en colaboración con EPFL y socios industriales. Una etapa de la microturbina DuoTurbo consta de dos rotores axiales contra-rotantes, cada uno con un generador de llantas de imán permanente húmedo con regulación de velocidad independiente. Este diseño compacto permite una instalación en serie para cubrir una amplia gama de energía hidráulica. En 2018 y 2019 se han instalado dos prototipos de un Duo Turbo de una etapa en los emplazamientos piloto con una potencia instalada de 6 kW recuperando una carga de entre 20 m y 80 m y una descarga entre 5 l/s y 20 l/s. La velocidad de rotación relativa de los dos rotores permite una buena eficiencia para una gran variación de carga y descarga en comparación con la tecnología BCT.

Una versión urbana del Duo Turbo se instalará en la distribución de redes de agua potable de grandes ciudades en el 2021 para proporcionar soluciones en el desarrollo de ciudades inteligentes que soportan grandes variaciones de presión.

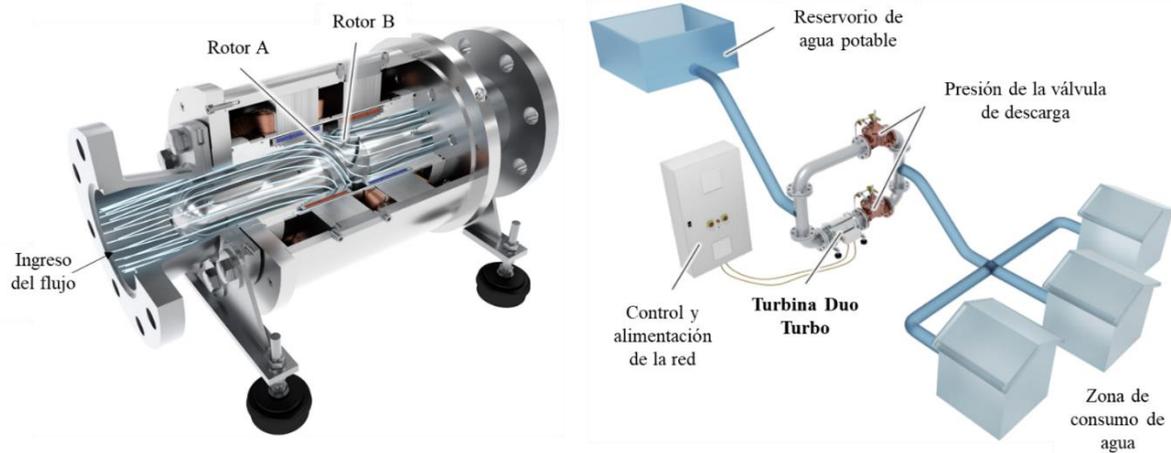


Figura 37: Turbina Duo Turbo desarrollada en HES SO Valais (HES SO Valais, 2020)

3.1.4 Unidades hidrocinéticas

El concepto de explotación de la energía cinética de un flujo de agua es bastante antiguo y data del siglo III A.C., en donde ya se hacía uso de ruedas impulsadas por agua desde la parte inferior. Estas ruedas no son motores cinéticos puros, ya que se instalan a la salida de pequeños vertederos y el agua golpea con las paletas de esta rueda, a determinada altura respecto del nivel de la descarga. La energía cinética específica del agua en la cancheta de aproximación y contacto con la rueda es mucho mayor que en el flujo de aproximación al vertedero de entrada y la energía potencial es parcialmente utilizada para impulsar la rueda. La contribución de la energía potencial es mucho mayor en el caso de las ruedas tipo Zuppinger. Esta situación es diferente con las ruedas que fueron instaladas en molinos flotantes. En este caso, solo la energía cinética del flujo de aproximación está disponible para propulsar la rueda y todos los componentes del molino.

Dado que la eficiencia de estas ruedas hidráulicas no supera el rango de 50 a 60 %, además de otras desventajas típicas (baja velocidad y altos requerimientos para su dimensionamiento), estas ruedas hidráulicas perdieron relevancia y uso a mediados del siglo XIX. No obstante, actualmente existen varios fabricantes altamente experimentados que han suministrado ruedas hidráulicas para generación de energía (Figura 38). El campo de aplicación de estas ruedas es bastante limitado y orientado regularmente a la repotenciación de sitios considerados como patrimonio industrial. Por otro lado, la tecnología electrónica moderna ha ayudado para evitar pérdidas excesivas en la transmisión de la energía.



Figura 38: Modelo de una rueda hidráulica desarrollado por Bavarian company de Walter Schumann en la Feria Anual RENEXPO Interhydro en Salzburgo, Austria (fuente: J. Steller)

El concepto de aprovechar la energía cinética de un flujo de agua retomó mayor interés en la segunda mitad del siglo pasado. En primer lugar, dado que las unidades compactas con pequeñas turbinas tipo hélice se constituyeron en una fuente razonable para suministro de electricidad para algunos sitios alejados sin acceso a las redes principales de energía, con una baja demanda y localizados en las cercanías de un cauce natural que presente un flujo rápido. La segunda razón fue el apoyo político dado por los Gobiernos Europeos y varias Organizaciones No Gubernamentales. Otro aspecto que incidió fue el desarrollo de las turbinas para aprovechar el alto potencial de producción de electricidad en alta mar. Se puede utilizar tecnología similar en aplicaciones para cauces fluviales.

A pesar de la baja eficiencia en relación a las turbinas hidráulicas, existe una ventaja financiera a favor de las turbinas hidrocinéticas. El Costo Nivelado de Electricidad (CNE) se determina dividiendo el costo total del aprovechamiento hidroeléctrico durante toda la vida útil (incluyendo la inversión inicial y los costos de operación), entre la energía total generada. Este criterio podría estar a favor de las turbinas hidrocinéticas, ya que se podría requerir menor inversión en las obra civiles.

La “eficiencia” de una turbina hidrocinética es calculada como un coeficiente de potencia y se define de la siguiente manera:

$$C_p = \frac{T \cdot \omega}{0,5\rho\pi R^2 V_\infty^3}$$

Este coeficiente de potencia es función de la relación de velocidad de punta definida por:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{V_\infty}$$

Para un rodete en flujo libre, este coeficiente de potencia está restringido al conocido límite de Betz de 59,2%. En función del tipo de turbina cinética, el coeficiente de potencia adopta su valor máximo para un rango específico de relación de velocidad de punta.

De acuerdo al rango de la relación de velocidad de punta seleccionado y el coeficiente de potencia, se pueden utilizar diferentes tecnologías (ver Figura 12). Una característica es la orientación del eje: turbinas de flujo transversal o turbinas de eje horizontal, y otra característica es el uso de un tubo venturi para superar el límite de Betz o dejar el rodete con flujo libre (Figura 39 y Figura 40).

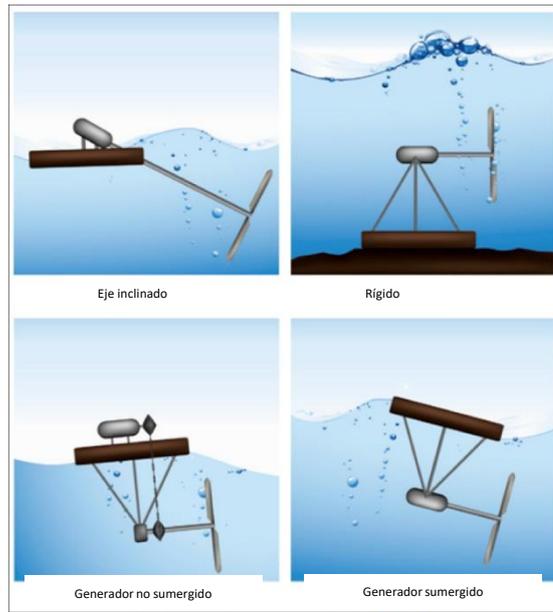


Figura 39: Turbinas de eje horizontal sin tobera y que se adapta al flujo (Khan, 2009)

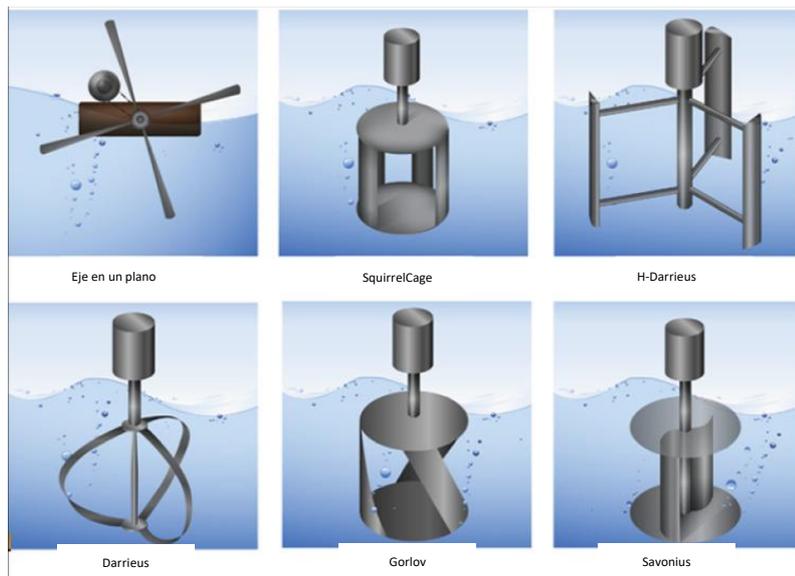


Figura 40: Turbina cinética de eje vertical (Khan, 2009)

En el caso de que no exista acceso a ríos grandes y profundos con corrientes de agua rápidas, el uso de turbinas de hélice en aguas continentales se ve limitado a cubrir una demanda de electricidad esencial y fundamentalmente localizada. Las principales ventajas de este tipo de instalación incluyen una buena movilidad y robustez debido al uso frecuente de unidades flotantes de hélices con toberas. Entre otros diseños europeos exitosos se debe mencionar a las empresas KSB, Smarthydro y REhydro (Keuneke (ed.), 2014).

Un diseño recomendado a menudo para la recuperación de la energía hidrocinética en canales naturales y artificiales, consiste en emplear unidades de eje perpendicular en la dirección del flujo de ingreso. En este contexto, vale la pena mencionar que, para este propósito, se trató de utilizar un rodete tipo Banki-Michell hace una década, por parte de la empresa Deep River de Noruega. Dado que el coeficiente de potencia resultó ser bastante pequeño, no se han reportado más avances de esta experimentación.

El diseño de la mayoría de las turbinas hidrocínéticas de flujo transversal se basa en conceptos de los ingenieros finlandeses y franceses Sigurd Savonius y Georges Darrieus, que patentaron sus inventos en 1925 y 1931, respectivamente. En ambos casos, las aplicaciones fueron para turbinas eólicas. Debido a su coeficiente de potencia relativamente alto (ver Figura 12), solo las turbinas patentadas por Darrieus y sus predecesoras se analizan a continuación. A diferencia del rodete Banki-Michell, solo se utilizan unas pocas paletas en el caso de turbinas de flujo transversal basadas en el concepto de G. Darrieus. De hecho, existe un intercambio de momento angular entre las masas rotantes y el fluido. El torque en el eje resulta del equilibrio positivo de momentos de las paletas individuales. La paleta con su borde dirigido hacia el líquido que fluye ejerce el momento más alto. Al mismo tiempo, el momento angular negativo se transmite al líquido. Una gran cantidad de trabajo de investigación y desarrollo para optimizar la geometría y la configuración de las paletas ha dado como resultado varios diseños mejorados como las turbinas H-Darrieus, Achard, Gorlov y Lucid (Figura 40). Aunque las dos últimas turbinas no son de origen europeo, son al mismo tiempo lo suficientemente importantes como para ser mencionadas en esta compilación. Las turbinas Darrieus clásicas y de tipo H, así como las Achard, se utilizan principalmente en configuración vertical, lo que es una ventaja sustancial que permite mantener el generador por encima de la superficie del agua libre. Otra ventaja de una configuración vertical es la posibilidad de una fácil instalación en un canal abierto que pueda incrementar su coeficiente de potencia, considerablemente menor al respecto del coeficiente de potencia de una turbina de hélice.

Con respecto a la potencia que se puede aprovechar de la corriente del río, cualquiera que sea la tecnología, la velocidad aguas arriba de la turbina, V_∞ , es de gran importancia, ya que la potencia bruta del flujo crece proporcionalmente con V_∞^3 (ver definición de C_p).

La Tabla 3 muestra la influencia de la velocidad de flujo sin perturbaciones en la densidad de flujo de potencia bruta y la capacidad de una turbina de hélice hidrocínética de $D = 500$ mm de diámetro neto y un alto coeficiente de potencia del 46 %. Como puede observarse, algunas de las necesidades más básicas (iluminación esencial, carga de baterías, etc. en una sola casa) solo pueden satisfacerse en caso de una velocidad local cercana a 3 m/s, que es un valor bastante extremo, disponible solo localmente, posiblemente creando problemas de instalación y mantenimiento. Alcanzar el mismo resultado con una velocidad todavía alta de 2 m/s, requiere un área neta para casi 1 m de diámetro, lo que solo es posible en el caso de ríos rápidos y relativamente grandes. Las instalaciones flotantes bien ancladas se utilizan generalmente para este propósito (Saini y Saini, 2019, Keuneke (ed.), 2014 y Khan et al. 2009).

Tabla 3: La altura equivalente, la densidad de flujo de potencia y el rendimiento máximo que se esperan de las turbinas de hélice hidrocínéticas sin tobera de alta eficiencia de varios diámetros

V_∞	H	ε	P_{D500}	P_{D1000}	P_{D2500}	P_{D20000}
m/s	cm	kW/m ²	kW	kW	kW	kW
1,0	5,1	0,5	0,05	0,18	1,13	72,3
1,5	11,5	1,7	0,15	0,61	3,81	243,9
2,0	20,4	4,0	0,36	1,45	9,03	578,1
3,0	45,9	13,5	1,22	4,88	30,48	1.950,9
4,0	81,5	32,0	2,89	11,56	72,26	

La velocidad axial en la sección transversal del rodete se puede incrementar sustancialmente instalando la hélice en la entrada del difusor o en el tubo tipo Venturi. Tal como fue reportado en Khan et al. (2009), debería ser

posible alcanzar un coeficiente de potencia tan alto como 1,69. Desde luego que esto también aumenta el tamaño de la instalación. La optimización de la geometría del conducto ha sido objeto de numerosos estudios de investigación y desarrollo en los últimos años. El otro método factible, solo en algunos canales artificiales, es estrechar el ancho del canal o levantar el fondo del canal en el sitio de instalación. Esto puede contradecir los supuestos del diseño del canal al afectar su capacidad de descarga del canal y quizás algunas otras características funcionales.

Uno de los proyectos más exitosos es el Strom-Boje (Current Buoy). La unidad está equipada con un rodete de hélice de dos palas y un generador síncrono de imanes permanentes. El segmento de entrada es una aleta grande que se encarga de la orientación de la unidad a lo largo de la dirección del flujo principal. Los cables de acero estirados a ambos lados de la aleta de entrada actúan como una rejilla autolimpiante. El difusor en la salida disminuye la presión aguas abajo del canal y aumenta la velocidad del flujo a través de la unidad (Figura 41).

Strom-Boje fue diseñado bajo la idea patentada de un ingeniero austriaco, Fritz Mondl; actualmente lo fabrican las empresas Aqua Libre GmbH y Aqua Libre Energieentwicklungs GmbH. Se han desarrollado varios prototipos con el apoyo de varios proyectos de investigación y desarrollo desde 2006. Desde 2017, una unidad comercial de 70 kW de capacidad nominal está funcionando con éxito en el río Danubio, cerca de la localidad de Kienstock. Esta unidad tiene un rodete de 2,5 m de diámetro, difusor de salida de 5,3 m de diámetro y un peso de 7 toneladas, la unidad genera 250 MWh al año, lo que implica una potencia media de 30 kW a una velocidad de flujo de 2 m/s. La capacidad alcanzada muestra que la velocidad en la sección transversal del rodete se ha incrementado en casi un 50 %. El ejemplo muestra también que una unidad hidrocínética de flujo axial puede ser una fuente de una cantidad razonable de electricidad cuando se instala en un río grande con altas velocidades, sin la perspectiva de construir una presa. Sin embargo, se debe tener en cuenta que solo se recupera una pequeña parte de la energía cinética disponible en la sección transversal (típicamente del 2 al 4 %). Una gran central hidroeléctrica, construida en el mismo sitio del río Danubio, probablemente su capacidad sería cuatro veces más grande. Alcanzar una capacidad compatible con una minicentral hidroeléctrica típica (varios cientos de kW) requiere la construcción de un arreglo completo de grandes unidades hidrocínéticas en condiciones de flujo favorable. De hecho, esto está previsto en el río Rin, en el llamado Rin Medio, entre las ciudades de Bingen y Bonn (Strom-Boje, 2020).



Figura 41: Unidad hidrocínética 3, proyecto Strom Boje (Fuente: Aqua Libre Energieentwicklungs GmbH)

En Suiza, se instaló un prototipo de turbina cinética con tobera, en el canal de descarga de una gran central hidroeléctrica de pasada en el río Ródano, para investigar la influencia de la tasa de bloqueo local, la profundidad y la inclinación del eje de la turbina. (Figura 42). Se ha alcanzado un coeficiente de potencia del 93 % para condiciones específicas. Se planea realizar mediciones in-situ a largo plazo, para investigar la robustez de la turbina y el impacto ambiental. Se están considerando diferentes sitios para emplazar un conjunto de turbinas cinéticas.

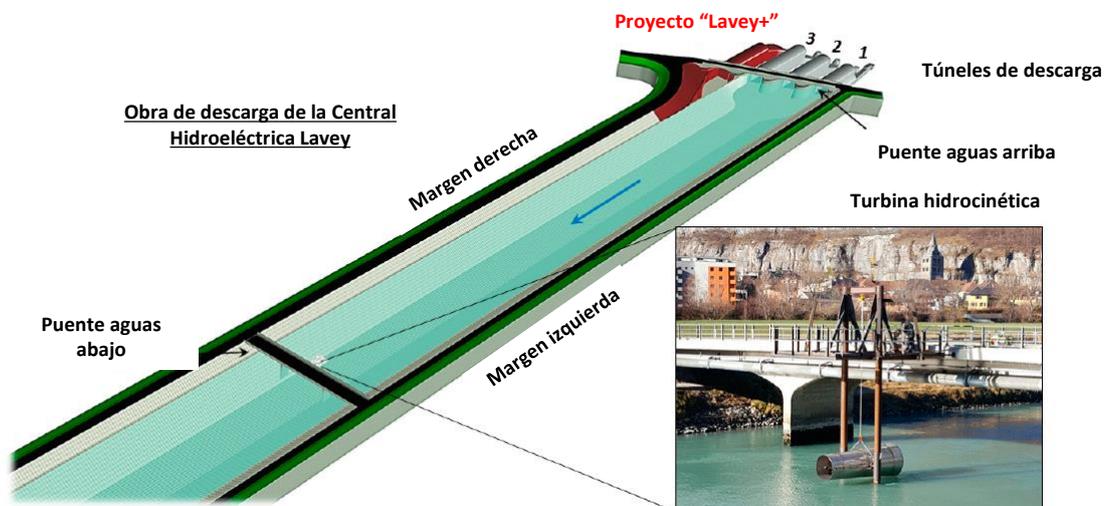


Figura 42: Canal de descarga del Proyecto Hidroeléctrico Lavey, con una plataforma abierta para probar el prototipo de turbina cinética (Munch et al., Water 2018)

En Francia, una de las turbinas cinéticas más desarrolladas es la tecnología Hydroquest (Figura 43), que se ha instalado en varios sitios piloto en Orleans y Lyon.



Figura 43: Tecnología Hydroquest probada en Francia (HydroQuest, 2020)

El arreglo de turbinas cinéticas más grande de Europa, debía ser puesto en funcionamiento en 2019 en el río Ródano en Francia con esta tecnología, cerca de la Central Hidroeléctrica Genissiat de 2 MW de potencia instalada, pero el proyecto piloto tuvo que ser abandonado por razones económicas y técnicas (Energies de la Mer, 2019).

3.1.5 Unidades hidroeléctricas gravitacionales

Se encuentra documentado que las unidades hidroeléctricas gravitacionales datan del siglo V A.C., es decir, 800 años después de la rueda hidráulica inferior e incluso de alguna predecesoras de las turbinas turgo contemporáneas. La gran ventaja de una rueda de sobreimpulso es su alta eficiencia, superando generalmente el umbral del 70 % y, a veces, incluso el 80 %. Las principales desventajas incluyen un tamaño muy grande con un diámetro de rueda compatible con la altura bruta y una velocidad de rotación muy baja, que da como resultado pérdidas de energía excesivas la transmisión de la potencia mecánica. La velocidad específica n_{sQ} , calculada con la fórmula utilizada para las turbinas, es cercana o incluso menor que las turbinas de impulso de alta carga. Cualquier intento de aumentar la descarga da como resultado generalmente un exceso de salpicaduras de agua en los deflectores y un aumento de las pérdidas de energía. Por estas razones, la rueda de sobreimpulso perdió la competencia con las turbinas hidráulicas en el siglo XIX y abandonar la escena en la primera mitad del siglo XX, incluso si 50 años después, la baja velocidad de una unidad hidráulica pudo haber sido considerada como una ventaja por razones ecológicas.

La respuesta a la demanda de una unidad de baja velocidad y baja altura, capaz de generar electricidad en una cantidad típica, similar a otras tecnologías de pequeñas centrales hidroeléctricas manteniendo el tamaño de la instalación en límites razonables, se produjo a finales del siglo anterior. En 1992, un ingeniero alemán, el Dr. Karl August Radlik, patentó la idea de aplicar el tornillo de Arquímedes en sentido inverso, utilizado hasta ahora en aplicaciones de bombeo, como motor hidráulico gravitacional (Figura 44). Algún tiempo después, apoyó al profesor Karel Brada, de la Universidad Técnica de Praga, en su investigación sobre la optimización de los parámetros del tornillo de Arquímedes. El concepto no era nuevo, ya que fue propuesto originalmente a principios del siglo XIX por el famoso ingeniero francés C.L. Navier y 100 años después fueron registrados por W. Moerscher en la Oficina de Patentes de EE.UU. Sin embargo, gracias a los esfuerzos del Dr. K.A. Radlik y el Prof. K. Brada que la primera instalación hidroeléctrica piloto comenzó a operar en Aufhausen, Bavaria en 1997. Las primeras instalaciones comerciales continuaron en 2001 (Lashofer et al., 2013).

El tornillo de Arquímedes, conocido en Alemania como gusano hidroeléctrico (Wasserkraftschnecke), es un motor gravitacional típico. El torque de accionamiento del eje se debe al peso del agua que se mueve hacia abajo en los deflectores formados por la hoja del tornillo. A pesar de este principio de funcionamiento bastante simple, el dispositivo ha sido objeto de numerosos estudios de investigación destinados a optimizar parámetros como el número de superficies de tornillos (hojas), la separación, la relación entre el diámetro del eje y la punta y el ángulo de inclinación del eje. Existieron nuevos avances, gracias a la experiencia tecnológica, especialmente con unidades de alta capacidad sujetas a cargas estáticas sustanciales. La experiencia práctica con condiciones hidráulicas variables también ha conducido a realizar innovaciones como tener un ángulo de inclinación variable.

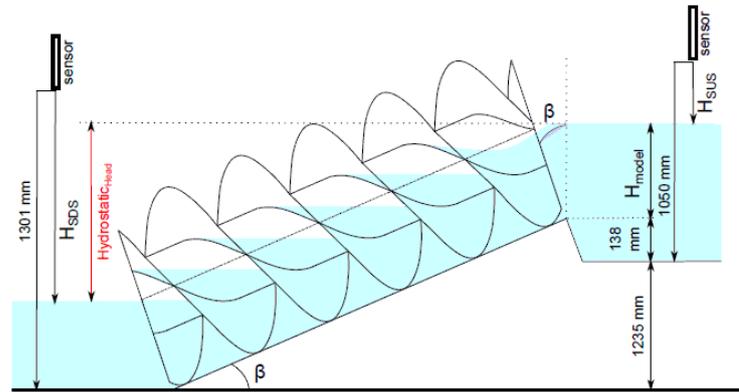


Figura 44: Vista esquemática del tornillo de Arquímedes que muestra el posicionamiento instantáneo del agua en los “deflectores” formados por la hoja del tornillo (Rohmer et al., 2016)

En la actualidad, el tornillo de Arquímedes puede considerarse como una de las innovaciones más exitosas para pequeñas centrales hidroeléctricas en las últimas dos décadas. Las unidades hidráulicas de tornillo de Arquímedes son fabricadas en todo el mundo por empresas bastante pequeñas, pero también de renombre. En numerosos casos, se consideran una alternativa de bajo costo y ambientalmente aceptable para una turbina de flujo axial clásica.

Desde el punto de vista técnico, la gran ventaja es la eficiencia relativamente alta y plana, que generalmente se mantiene en el rango de 80 a 90 % para descargas superiores al 25 % del valor nominal. Como muestran Lashofer et al (2013), la eficiencia típica de toda la unidad hidroeléctrica está entre el 70 y el 80 %. Las desventajas refieren capacidades de regulación bastante limitadas y la alta relación de transmisión que podría mitigarse sustancialmente mediante el uso de convertidores de frecuencia que también permiten el control de la velocidad de rotación.

La gran ventaja ambiental, generalmente reconocida por las autoridades, es que es un dispositivo favorable para el paso de peces. Los tornillos de Arquímedes no solo son inofensivos para los peces que migran corriente abajo, sino que también se pueden utilizar como una escalera activa para peces o un elevador de peces cuando se ejecutan en modo de bombeo. Básicamente, hay dos enfoques que se utilizan en la práctica. La primera es utilizar dos unidades funcionando en paralelo: una como generador de electricidad accionada por un tornillo de Arquímedes en el modo de motor hidráulico y la otra como una bomba helicoidal accionada por una parte de la electricidad generada en la primera unidad (Figura 45, izquierda).

El enfoque desarrollado por la empresa Hydroconnect es más sofisticado. El tornillo de bombeo está montado dentro del eje tubular del primero. Así, se integran las dos unidades. El tornillo de bombeo es impulsado por el agua que se mueve hacia abajo a través del tornillo del motor gravitacional externo (Figura 45, derecha). En cada caso, el agua que sale del motor hidráulico llama la atención para que los peces ingresen al ascensor. A pesar de su tamaño compacto, el diseño también muestra algunas desventajas que incluyen problemas para atraer peces en descargas muy turbulentas y una tecnología bastante imperfecta de transferencia de potencia mecánica a través de dos engranajes de correa. La desventaja del efecto paisajístico puede considerarse válida solo en caso de que se realice una comparación con los mejores paisajes asociados a una pequeña hidroeléctrica (PH).



Figura 45: Un tornillo de Arquímedes paralelo colocado por Rehart Power (izquierda) y una vista 3D de la unidad de tornillo coaxial de Hydroconnect (derecha) en la Feria RENEXPO Interhydro en 2017 (Fuente: J. Steller)

La última unidad hidráulica que se menciona en esta subsección es Steffturbine™. A pesar de su marca registrada, Steffturbine no es una turbina hidráulica en absoluto, sino un típico motor gravitacional, desarrollado con éxito por Walter Reist Holding AG, especialistas en la tecnología de bandas transportadoras. La fuerza motriz es el peso del agua que fluye en deflectores consecutivos formados por paletas no corrosivas distribuidas en la banda (Figura 46). De modo que el principio de funcionamiento es exactamente el mismo que el de una rueda hidráulica de retroceso. Las pruebas de rendimiento realizadas en la Universidad de Munich de las Fuerzas Armadas Alemanas han demostrado una eficiencia sorprendentemente alta entre el 85 y el 90 % en condiciones de funcionamiento favorables (Baselt, Malcherek y Maerker, 2013).

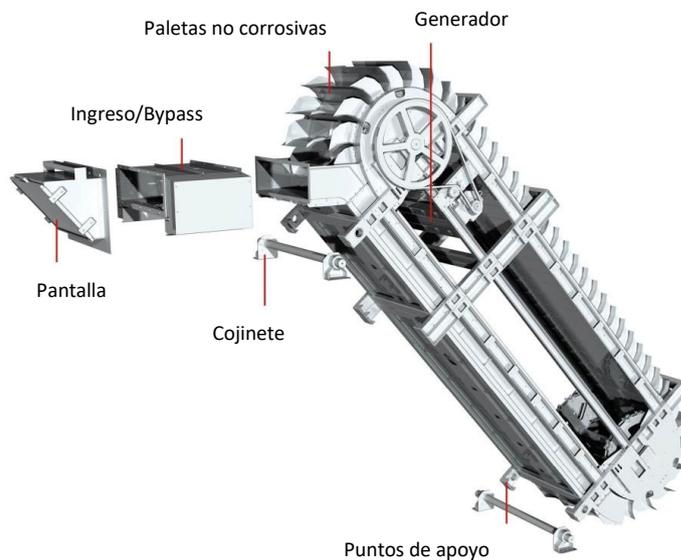


Figura 46: Motor hidroeléctrico Steffturbine™ (Baselt, Malcherek and Maerker, 2013)

3.2 Multiplicadores de velocidad

En caso de que no sea posible el acoplamiento directo de los ejes de la turbina y del generador, por ejm. debido a la velocidad demasiado baja de la turbina, generalmente es necesario utilizar un dispositivo para incrementar

la velocidad. Básicamente, existen dos tipos de multiplicadores de velocidad que se utilizan con energía hidráulica: a) engranajes dentados y b) correas de transmisión.

3.2.1 Engranajes dentados

Los engranajes dentados se pueden aplicar en una amplia gama de pequeñas unidades hidráulicas. Se pueden montar tanto dentro como fuera de la turbina. La primera solución es típica para turbinas sumergibles verticales o de bulbo. En algunos casos, el bulbo de la turbina (cápsula) comprende también el generador. En algunos otros, solo un engranaje cónico conectado al eje de un generador externo (Figura 47). Una caja de cambios externa es típica para unidades verticales y turbinas tubulares de pozo (Figura 48).

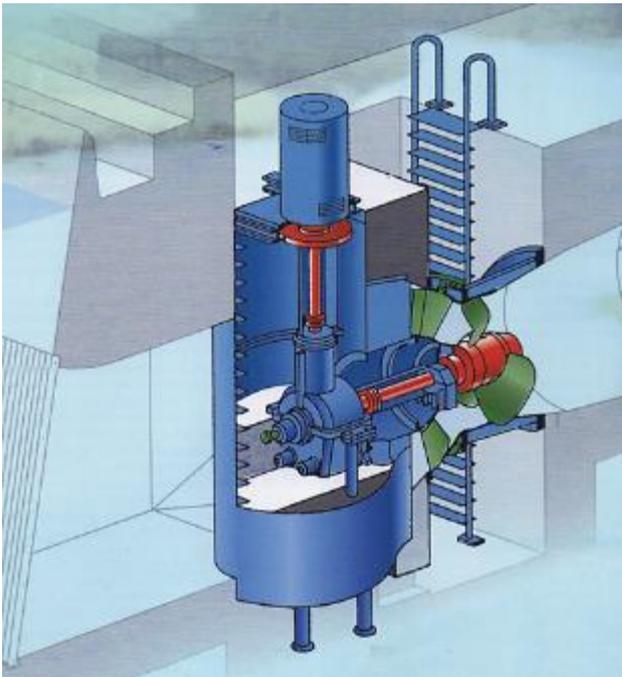


Figura 47: Turbina de pozo tubular con un multiplicador de velocidad biselada (Voith, 1990s)



Figure 48: Unidad tipo Kaplan con un multiplicador de velocidad de eje paralelo (Eisenbeiss, 2016)

El engranaje dentado se puede conectar directa o indirectamente al eje de la turbina. Para evitar cualquier riesgo de falla debido a una desalineación y/o vibración, a menudo se colocan acoplamientos. Al menos uno de los acoplamientos que conectan los engranajes con los ejes de la turbina y el generador debe ser flexible, con un multiplicador de velocidad de eje paralelo

Para capacidades inferiores se utilizan engranajes de corte recto. Para los más altos, se pueden aplicar engranajes helicoidales, de doble hélice (espinas de pescado) y de dientes curvos (por ejm. engranajes cónicos en espiral o hipoides). El tipo y tamaño del engranaje se seleccionan de acuerdo con el tipo y la configuración de la turbina (eje horizontal, vertical o inclinado), así como la situación del generador.

Los multiplicadores de velocidad típicos usados en unidades de generación hidroeléctrica son los siguientes:

- engranajes rectos (engranajes de corte recto con ruedas cilíndricas, Figura 49);
- engranajes cónicos (con ruedas cónicas, Figura 50);
- engranajes planetarios (epicíclicos) (Figura 51).

Asegurar la vida útil esperada y un funcionamiento silencioso requiere una alta calidad de fabricación. Deben utilizarse aceros adecuados. Las superficies de los dientes deben endurecerse y pulirse. Es fundamental utilizar una alineación y cojinetes de alta calidad, así como una selección adecuada de lubricantes. Los engranajes dentados que se utilizan en las unidades hidráulicas generalmente están diseñados como incrementadores de velocidad y producidos por fabricantes experimentados. En algunos casos también se implementan reductores de velocidad. Al seleccionar un reductor de velocidad para usarlo como aumentador de velocidad, el excedente de capacidad de potencia debe ser consultado necesariamente con el proveedor. En el caso de reductores de velocidad de derivación típicos, la relación de excedente de capacidad de potencia es $f=1,5$.

Las principales ventajas de un engranaje dentado incluyen una estructura compacta y una alta eficiencia (generalmente cerca del 98 %, dependiendo del tipo, número de etapas y relación de transmisión). Entre las desventajas se cuentan los altos costos de fabricación y la posible emisión de ruido.

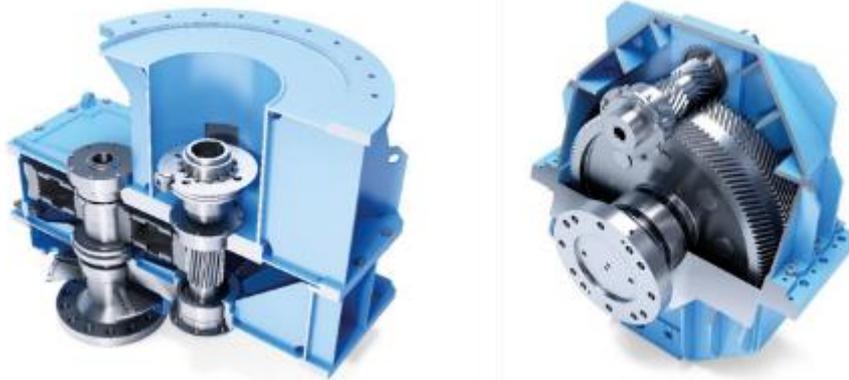


Figura 49: Engranajes rectos para una turbina Kaplan vertical (izquierda) y para una turbina tubular de pozo (derecha) (Eisenbeiss, 2016)



Figura 50: Engranajes cónicos conectados a un generador horizontal (izquierda) y a un generador vertical (derecha) (Eisenbeiss, 2016)

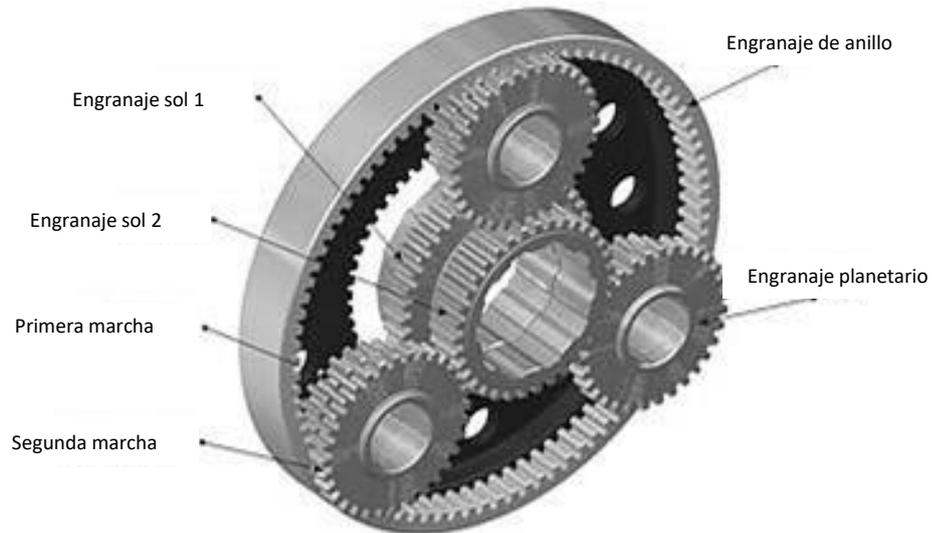


Figura 51: Un doble engranaje planetario fabricado por Rohloff AG (2020)

El progreso tanto en la ciencia de materiales como de la tecnología FAC (fabricación asistida por computadora) que ha tenido lugar en las últimas décadas, ha demostrado un profundo impacto en la calidad de la fabricación de engranajes. La capacidad de resistir fuerzas muy grandes y transferir pares considerables sin un mayor riesgo de falla de los engranajes o acortar la vida útil promedio, favoreció claramente el desarrollo de unidades tubulares compactas con engranajes cónicos. Por otro lado, la mejora de la calidad de los engranajes planetarios junto con la tecnología de velocidad variable basada en generadores de imanes permanentes y convertidores de corriente permitió una mayor disminución del tamaño de la cápsula de la turbina tubular, lo que en algún momento seguramente contribuyó a la expansión de las unidades sumergibles.

3.2.2 Correas de transmisión

Las correas de transmisión son generalmente utilizadas en unidades hidráulicas con capacidades de hasta 500 KW. Las correas de transmisión pueden ser divididas según su perfil de área transversal como planas o perfiladas en V (Figura 52). Adicionalmente las correas pueden ser dentadas. A las correas dentadas también se las conoce como correas de distribución.

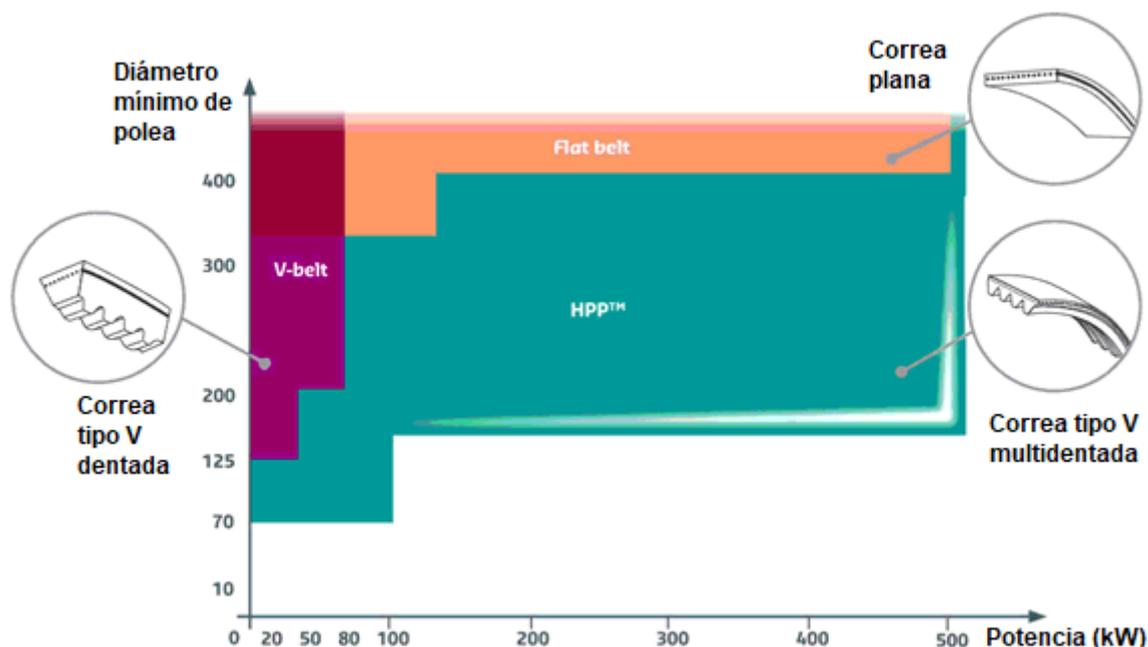


Figura 52: Rango de aplicación para 3 tipos de correas de transmisión ofrecidas por Hutchinson (2020)

Correas de transmisión clásicas (Figura 53) transmiten el torque del eje de la turbina hacia el generador mediante la fricción entre las poleas y la correa. Las correas planas de las poleas presentan un ligero perfil convexo y así se previene que la correa se deslice hacia abajo de la polea. Las poleas de las correas tipo V son estriadas.

Alcanzar la fuerza requerida de fricción en correas planas requiere fuerzas de tensión considerable. Por lo tanto, se recomienda evitar instalar la polea de la turbina directamente en el eje de la turbina. Utilizar en eje separado, conectado a la polea mediante acoplamiento flexible mostró unos efectos ventajosos sobre el sistema de rodamiento de la turbina. El ángulo requerido de contacto entre las poleas y la correa de transmisión plana incrementa la distancia con la polea resultando en dimensiones más grandes de rodamientos que el caso de correas tipo V.



Figura 53: Correas de transmisión planas instaladas en instalaciones de micro centrales hidroeléctricas (Burger Wasserkraftanlagen, 2020)

Las correas tipo V transmiten el torque con un aparente incremento en el coeficiente de fricción lo cual resulta en una disminución del aumento de velocidad. Una fuerza más baja de tensión es requerida que en las correas

planas. Correas vinculadas o inter-conectadas son generalmente recomendadas en correas de transmisión tipo V. Este tipo de solución garantiza una uniforme distribución de carga a lo largo de la correa de transmisión e incrementa la vida útil de la correa.

Las ventajas de las correas de transmisión incluyen un bajo nivel de ruido y altas tasas de eficiencia. Las correas de transmisión tipo planas mostraron una eficiencia de casi el 99 % mientras que en las correas de transmisión tipo V las eficiencias son superiores al 98 %. La ventaja de las correas en comparación con los engranajes dentados se centra en que tiene precios de manufacturación más económicos. La desventaja general de las correas radica en sus dimensiones que son mayores que las de los engranajes dentados y se necesita ajustar la distancia con las poleas.

En el pasado, las correas de transmisión fueron utilizadas ampliamente en pequeñas plantas hidroeléctricas, también para transmisión de torque hacia reguladores de velocidad. Debido a sus bajos precios las correas son consideradas como una razonable alternativa en algunas micro centrales hidroeléctricas edificadas en lugares como viejos molinos que son equipados con turbinas verticales tipo Francis. Las correas tipo V son más frecuentemente utilizadas en unidades horizontales.

En las décadas recientes las correas dentadas se volvieron progresivamente más utilizadas. La transmisión de energía mediante el uso de correas de transmisión dentadas es una opción compacta de diseño. Como el torque no es transmitido por fricción, las correas de transmisión requieren mínimos esfuerzos de tensión de tal forma que se evita que las correas dentadas se salten aquellos que están el disco de la polea. Esta característica incrementa substancialmente la vida útil del sistema de rodamiento de las turbinas y permite ubicar la polea directamente sobre el eje de la turbina. Al mismo tiempo se puede evidenciar que las correas dentadas son más ruidosas que las correas del tipo planas y tipo V.

La Figura 54 muestra un ejemplo interesante de la combinación de una correa de transmisión plana con controlador de velocidad dentado de tal forma que se transmite el torque de una turbina tipo bulbo hacia el eje del generador. A finales del siglo pasado esta configuración "straflo" fue considerada como una alternativa para los pequeños engranajes cónicos. Versiones simplificadas, con poleas sobre la turbina fueron también producidas.

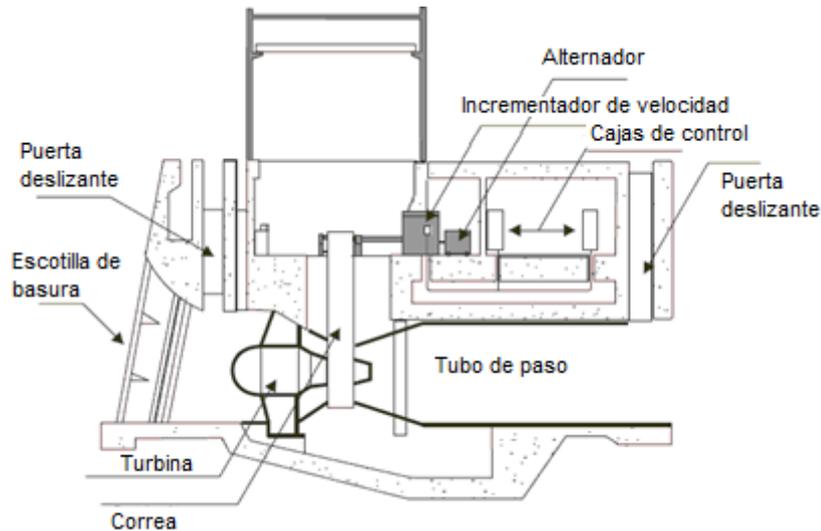


Figura 54: Una unidad straflo mini con una combinación de transmisión de energía mediante correas de transmisión planas y controladores de velocidad (ESHA, 2004)

Actualmente, los engranajes prevalecen en casos de unidades modernas hidroeléctricas de tamaño medio con velocidades rotacionales de turbinas por debajo de un generador 8-pole (375 rpm). La mayor parte del progreso relacionado con los sistemas de transmisión mecánica de energía están vinculados con la manufacturación tecnológica permitiendo producir engranajes y correas de transmisión con durabilidades elevadas. Al mismo tiempo, generadores magnéticos permanentes con unidades de conversión de energía eléctricas tomaron exitosamente las funciones de engranajes mecánicos en las plantas hidroeléctricas micro y mini de Europa. Más sofisticados, pero altamente caros, generadores asincrónicos basados en sistemas de velocidad variable son utilizados para grandes centrales hidroeléctricas

3.3 Generadores

La energía mecánica de una unidad hidráulica rotatoria es convertida a electricidad mediante el uso de generadores. En la práctica, tres tipos de generadores trifásicos: sincrónicos, asincrónicos y unidades sincrónicas magnéticas. Las diferencias son esenciales desde la construcción hasta el principio de operación.

3.3.1 Parámetros básicos

Las características más esenciales de un generador son descritas por los siguientes parámetros: voltaje U , potencia S , factor de potencia $\cos \varphi$, frecuencia f , velocidad rotacional n , voltaje de excitación U_{exc} e intensidad de corriente I_{exc} (en el caso de generadores sincrónicos).

La velocidad rotacional sincrónica [rpm] depende de la frecuencia de la grilla y del número de polos p según la siguiente relación:

$$n = \frac{60 \cdot f}{p}$$

El voltaje y la corriente, expresadas en voltios [V] y en amperios [A], son definidas en sus respectivos valores. Adicionalmente, el término de voltaje hace referencia al voltaje interface. La relación entre la interface (línea/línea) y voltaje fase (línea/neutro), U_{L-L} y U_{L-N} , respectivamente, están relacionadas por:

$$U_{L-L} = \sqrt{3} \cdot U_{L-N}$$

La potencia del generador es expresada según la potencia aparente S expresada en voltio-amperio [VA] y es igual a la suma de las potencias de todas las fases:

$$S = 3 \cdot U_{L-N} \cdot I = \sqrt{3} \cdot U_{L-L} \cdot I$$

La potencia aparente es una suma geométrica de las potencias activas (utilizable) y la potencia reactiva, P y Q , respectivamente:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

La potencia activa generada por el generador y expresada en vatios [W] es definida por la siguiente fórmula:

$$P = S \cdot \cos(\varphi)$$

Donde φ denota el cambio de fase entre corriente y voltaje.

La potencia reactiva, expresada en VAR, es representada por la siguiente ecuación:

$$Q = S \cdot \sin(\varphi)$$

La potencia reactiva puede ser inductiva (con voltaje precedente a la corriente) o capacitiva (con corriente precedente al voltaje).

Otro parámetro importante es la eficiencia η la cual define la fracción de energía mecánica entregada al generador y que es convertida en energía eléctrica, útil para el consumidor.

3.3.2 Generadores sincrónicos

Los generadores sincrónicos son especialmente utilizados en unidades hidráulicas con capacidades menores a varios cientos de KW. El estator de las máquinas sincrónicas representa un devanado de AC trifásica, mientras en el devanado de DC (excitación) está comprendida por el rotor. El devanado de excitación se puede alimentar desde un generador que representa una parte de la unidad hidráulica (excitación rotatoria o desde un rectificador alimentado por una fuente externa de electricidad (excitación estática). Cuando está en funcionamiento, el rotor y el campo magnético del estator mantiene un posicionamiento relativamente constante (rotación sincrónica), lo cual equivale a mantener una velocidad constante cuando rotan en paralelo a una grilla rígida. En el caso de una unidad sincrónica operada dentro de un sistema de energía eléctrica, cambiar el generador a la red se llama sincronización. Las siguientes condiciones deben cumplirse:

- Ordenación constante de fases en el generador y la red
- Frecuencia constante del generador y la red
- Voltaje efectivo constante en el generador y la red
- Cambios de fase de voltaje consistentes

Los generadores sincrónicos cumplen un rol esencial en la red eléctrica al permitir una capacidad de operación autónoma (operación de redes aisladas) y reconstrucción del sistema eléctrico (arranque en negro), así como también la regulación del voltaje y potencia reactiva. Las desventajas incluyen mayores costos de implantación de las unidades sincrónicas y los sistemas auxiliares.

3.3.3 Generadores asincrónicos

Los generadores asincrónicos (Figura 55) son generalmente usados en plantas eléctricas de pequeñas capacidades (hasta 1 MW). Motores típicos de inducción son generalmente instalados para este propósito. El estator de este tipo de máquinas toma la forma de un devanado de AC trifásica, mientras el rotor representa una jaula compacta. Cuando está en funcionamiento, el rotor cambia de posición con respecto al estator (el flujo del campo magnético del rotor y del estator se mueven de forma asincrónica entre sí). Las máquinas asincrónicas funcionan como generador si la velocidad de su rotor es mayor que la sincrónica. Básicamente, los generadores asincrónicos generan electricidad cuando trabajan en paralelo a la red eléctrica, suministrando la potencia reactiva necesaria para la magnetización (corriente de magnetización). El funcionamiento autónomo de un generador asincrónico

es posible, pero requiere la aplicación de sistemas adicionales que permitan excitar la máquina y estabilizar el voltaje y la frecuencia.

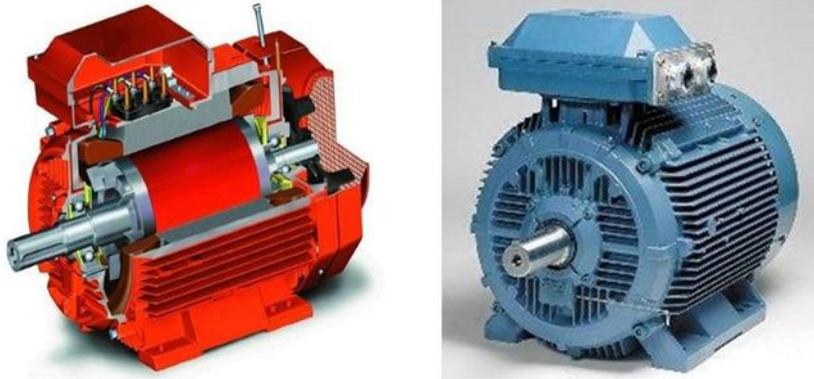


Figura 55: Generador asincrónico (Little, 2016)

Entre las ventajas del generador asincrónico se debe contar su diseño simple y de bajo costo. Las desventajas incluyen la incapacidad de operación autónoma (la operación en redes aisladas requiere el empleo de sistemas auxiliares especializados) y la necesidad de compensación de potencia reactiva. Un inconveniente adicional es la necesidad de utilizar un aumentador de velocidad que permita la transferencia de potencia mecánica desde el eje de la turbina hidráulica hacia el generador.

3.3.4 Generadores sincrónicos de imanes permanentes

El estator de los generadores sincrónicos de imanes permanentes se fabrica generalmente como un devanado trifásico, mientras que el devanado de excitación se reemplaza por imanes permanentes. En este tipo de máquinas el voltaje y la frecuencia dependen de la velocidad de rotación.

La alta eficiencia en una amplia gama de velocidades de rotación debe considerarse como una ventaja significativa. Las desventajas incluyen un costo relativamente alto y la necesidad de utilizar sistemas electrónicos de conversión de energía que permitan el funcionamiento en paralelo con la red.

3.4 Sistemas electrónicos de conversión de energía

Los sistemas de electrónica de potencia tienen una importancia cada vez mayor en la ingeniería de energía eléctrica. Inicialmente, la aplicación de los sistemas de conversión de energía se limitaba al uso de rectificadores no controlados en los sistemas de alimentación de los dispositivos de DC o a los acumuladores de carga que representaban una reserva de suministro eléctrico. El siguiente paso fue emplear rectificadores controlados en los sistemas de excitación. El desarrollo de la electrónica de potencia y los sistemas de control electrónico resultó finalmente en la sustitución gradual de los sistemas de excitación tradicionales basados en maquinaria rotativa por sistemas estáticos.

Hoy en día, el uso de sistemas electrónicos de conversión de energía para controlar la velocidad de rotación de la unidad hidráulica es una práctica cada vez más frecuente. La regulación de la velocidad mediante sistemas de conversión de potencia se basa en el control relevante de la carga unitaria. Para este propósito, se utilizan convertidores AC/AC con voltaje y frecuencia en el lado del generador adaptados a los parámetros de la red eléctrica. Al mismo tiempo, los convertidores proporcionan control de carga del generador de una manera que garantiza el funcionamiento óptimo de la unidad. Los transistores TBPA se utilizan con mayor frecuencia como componentes de potencia semiconductores en los sistemas de convertidores de alta potencia (Figura 56).

El uso de sistemas de conversión de potencia permite, por un lado, eliminar el engranaje mecánico y, por otro lado, permite el funcionamiento a velocidad variable de la máquina hidráulica, lo que se traduce en un mejor uso de los recursos hidroeléctricos (funcionamiento con velocidad óptima que es de particular importancia para las turbinas de regulación). Además, los sistemas de conversión de energía son un equipamiento necesario de las unidades con generadores sincronizados de imanes permanentes cuya tensión y frecuencia dependen de la velocidad de rotación. Ambos deben coincidir con los parámetros de la red eléctrica en el punto de conexión a la red.

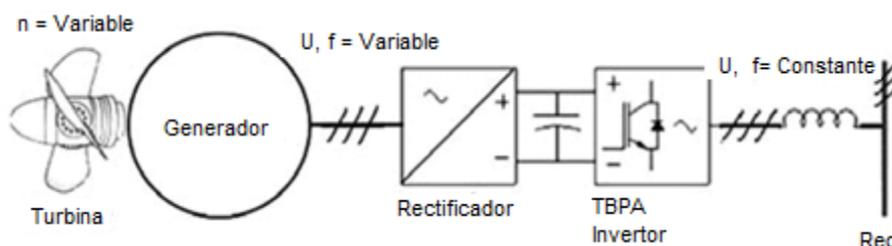


Figura 56: Esquema de una unidad de electrónica de potencia con un tiristor o un rectificador TBPA activo y un inversor TBPA (Sobczyk et al., 2010)

3.5 Otros equipos eléctricos y sistemas de control

El funcionamiento de una planta de energía hidroeléctrica requiere equipos eléctricos adecuados, desde generadores hasta equipos auxiliares y líneas de transmisión. Los generadores convierten la energía mecánica en eléctrica que luego se transmite a los receptores a través de líneas de transmisión eléctrica. Las líneas de transmisión se desarrollan como aéreas y subterráneas. Las llamadas líneas sub-colgadas - con un cable de transmisión colgado en los postes eléctricos. Con el fin de reducir las pérdidas de transmisión, se instalan líneas de transmisión para tensiones superiores a las del generador. En estos casos son necesarios transformadores que permitan adaptar la tensión generada por el equipo a la de la red eléctrica. Además, la transmisión de energía eléctrica requiere equipos auxiliares y aparamenta. El equipo auxiliar incluye los dispositivos que son necesarios para el funcionamiento de la central eléctrica, pero que no participan en el proceso de generación de electricidad, por ejemplo, motores de bombas de aceite o deshidratación. Los interruptores permiten una distribución adecuada de la electricidad en los circuitos individuales y el funcionamiento del sistema eléctrico (actividades de conexión). El equipo eléctrico incluye también instrumentación de medida, así como dispositivos de protección y control.

La generación de electricidad requiere un control adecuado de todos los dispositivos que participan en este proceso. Actualmente, el personal está respaldado por sistemas de control relevantes que facilitan la operación de la planta de energía. El sistema de control ampliamente concebido consta de instrumentos de medición, así como dispositivos de protección y control. También se habilita la interacción con el personal/usuario. Finalmente, los sistemas de control desarrollados apropiadamente permiten el funcionamiento de la planta de energía sin personal y/o el control remoto. La integración de todas las tareas mencionadas anteriormente contribuye a facilitar el trabajo del personal, aumentando la seguridad del suministro eléctrico y disminuyendo los costos operativos, por ejemplo, mediante la introducción de componentes de diagnóstico y mantenimiento predictivo que evitan fallas importantes.

Los sistemas de control contemporáneos generalmente se caracterizan por una estructura de varios niveles, es decir, los dispositivos individuales están equipados con sistemas de control dedicados (por ejemplo, un regulador de turbina) que se incorporan al sistema de control de grupos de equipos (por ejemplo, controlador de bloque) y luego en el control de supervisión de la planta de energía sistema.

Los controladores CLP son de gran importancia en los sistemas de control. Los controladores están equipados con un conjunto seleccionado de entradas y salidas analógicas y digitales y permiten la transmisión de datos entre los dispositivos. Cada vez con mayor frecuencia, los sistemas de control de dispositivos individuales también están equipados con paneles de operador que permiten monitorear o cambiar sus parámetros operativos.

La visualización y el control del funcionamiento de la planta de energía se realizan generalmente desde el nivel de la estación del operador conectada al sistema de control de supervisión. Generalmente, el sistema permite monitorear el estado de los equipos y sus parámetros técnicos como se muestra en los esquemas tecnológicos (Figura 57). Las tareas del sistema incluyen también reportar eventos actuales, como superar los valores de alarma o disparo, registrar eventos y parámetros, relevamiento de registros archivados. Se muestran ejemplos típicos en forma de capturas de pantalla tomadas de un sistema de control y supervisión en una de las centrales hidroeléctricas polacas equipadas con 2 turbinas Kaplan y 1 Francis. Los paneles violeta, verde y amarillo de la Figura 57 denotan encendido, apagado y apagado de emergencia, respectivamente. El panel de inicio de operación en isla se puede ver adicionalmente en el caso de la unidad 2. La presión inadecuada en la caja en espiral inmediatamente después del apagado se muestra en rojo en la Figura 58.

La tendencia general es realizar la mayoría de las actividades en modo automático, después de la ocurrencia y cumplimiento de algunos requisitos específicos. Por ejemplo, el proceso de puesta en marcha debe ir precedido de la obtención del estado de preparación para la puesta en marcha (incluida la ausencia de excitación de protección). A continuación, el operador emite el comando de inicio. Después de este punto de tiempo, los pasos consecutivos del procedimiento de puesta en marcha se realizan y cada paso subsiguiente comienza solo después de que se cumplen las condiciones necesarias (por ejemplo, se alcanza la velocidad requerida antes de que comience el proceso de sincronización). Cualquier perturbación en el funcionamiento de la unidad o en el curso de la secuencia se informa al operador (con la fuente del problema indicada) y el sistema realiza la actividad adecuada a la situación que se ha producido.

El componente esencial del sistema de control generalmente concebido son los dispositivos de protección cuya función es cuidar el funcionamiento seguro del equipo, minimizar la probabilidad de falla y minimizar sus consecuencias. A diferencia de la situación anterior en la automatización de protección de energía eléctrica con funciones de protección individuales adscritas a dispositivos separados, el mercado contemporáneo está dominado por dispositivos digitales que cumplen una serie de funciones de protección que permiten al usuario configurar sus parámetros por medio del software correspondiente. Por ejemplo, la lista respectiva de salvaguardas del generador incluye, entre otros, la protección contra alta-tensión, falla a tierra, sub y sobre frecuencia, sobre y baja-tensión, potencia inversa. Además de la protección compleja, también proporcionan comunicación con los sistemas de control y supervisión de supervisión y entregan los datos de medición. En el caso de la parte

hidromecánica, la función de protección (por ejemplo, contra la temperatura, nivel de aceite demasiado alto o demasiado bajo) la cumplen los controladores de dispositivos separados o el sistema de supervisión.

Para aumentar la confiabilidad de la generación de electricidad, disminuir los costos operativos y mejorar la comodidad de trabajo del personal, los sistemas de control están sujetos a un desarrollo continuo. Su etapa de avance y complejidad se demuestra por el número de variables de proceso en un sistema de control de unidad hidráulica, a menudo tan alto como varios cientos. Por supuesto, el personal sin apoyo no podría monitorear tal cantidad de parámetros. Los sistemas de monitorización informatizados facilitan el funcionamiento impecable de la central evitando que el operador realice acciones no permitidas en una situación determinada. La importancia de los sistemas de control automático para la seguridad de la central eléctrica y el funcionamiento impecable de la central eléctrica se puede demostrar fácilmente con un ejemplo de proceso de sincronización que puede tener consecuencias graves si se realiza de forma incorrecta. La sincronización "manual" adecuada siempre ha requerido una experiencia sustancial. Hoy en día, incluso la primera sincronización (durante la puesta en servicio de la unidad) se realiza a menudo mediante un sincronizador automático, ya que esta técnica se considera una solución más segura. Los sistemas de control permiten la regulación automática de los parámetros de funcionamiento de la unidad hidráulica/central eléctrica/red eléctrica, como el nivel de agua, la potencia y la tensión. Los sistemas de control contemporáneos permiten también incrementar el uso del potencial hidroeléctrico y disminuir los costos operativos de generación de electricidad mediante la introducción de algoritmos de control que se encargan del funcionamiento óptimo de los dispositivos.

3.6 Componentes hidromecánicos de acero

El proceso de conversión de energía mecánica en electricidad en una central hidroeléctrica clásica (no hidrocinética) comienza en la toma de agua y termina en la rampa de salida. Independientemente de las infraestructuras en ingeniería civil, se ha producido un progreso significativo en las últimas décadas en la tecnología hidroeléctrica, la cual cubre no solo las unidades hidráulicas, sino también los dispositivos mecánicos como ser:

- Rejillas para contención y limpieza de la basura;
- Compuertas de toma y de desfogue;
- Tuberías forzadas de suministro a las turbinas (penstocks);
- Válvulas hidráulicas de entrada a la turbina.

Adicionalmente, se utilizan varios arreglos que desalientan a los peces de entrar en contacto con las rejillas para contención de basura y de ese modo entrar en la toma aguas arriba. Siempre que sea posible, sus tareas son la de guiar a los peces a las instalaciones de pasaje o migración aguas abajo.

3.6.1 Barreras flotantes y rejillas para la basura

La entrada a las centrales hidroeléctricas modernas está protegida a menudo por 2 o 3 etapas de arreglos mecánicos:

1. barreras flotantes que pueden detener y guiar escombros y grandes cuerpos flotantes, como ser troncos de árboles, lejos del reservorio de control de la planta de energía;
2. rejillas de basura primarias y secundarias que evitan que desechos de varios tamaños entren en la turbina

Las barreras flotantes contemporáneas se fabrican cada vez con mayor frecuencia a partir de plásticos o materiales compuestos que combinan su bajo peso con una alta resistencia mecánica y la ausencia de riesgo de corrosión. Por lo general, están ancladas al lecho de un río o a un puente diseñado para tal efecto. A veces, en su configuración se incluye una trampa de desechos. El mercado está fuertemente dominado por productos patentados de Estados Unidos y Canadá, como Tuffboom de Worthington y Elastec. Sin embargo, dicha tecnología se utiliza ampliamente también en Europa. Algunas empresas europeas, ofrecen también productos alternativos para instalaciones a pequeña escala, como ser barreras inflables (Bolina Booms, 2020).

Las rejillas de basura (rejillas de entrada) generalmente se fabrican con acero inoxidable y ocasionalmente también con barras de plástico. La estructura típica consiste en una serie de barras de sección transversal casi rectangular unidas por bielas. Normalmente, el plano inclinación de la rejilla se desvía menos de 30° del correspondiente plano vertical. El espaciado fino de las barras varía desde un ancho libre de 12 mm para pequeñas turbinas Pelton de carga alta hasta un máximo de 150 mm para turbinas de grandes hélices (ESHA, 2004). Se encuentran espacios de hasta 100 mm o incluso más en el caso de rejillas de basura primarias. El espaciado fino de las barras de la rejilla es a menudo el resultado de un compromiso entre los requisitos ambientales (consulte la sección 3.7) y el deseo del operador de la planta de evitar pérdidas hidráulicas excesivas. Las pérdidas hidráulicas de rejillas de basura limpias se pueden estimar utilizando las fórmulas disponibles en los libros de texto más relevantes. En numerosas instalaciones contemporáneas, un aumento en las pérdidas en la rejilla de basura medida por la diferencia de niveles de agua activa los limpiadores automáticos la misma.

Generalmente, las rejillas para basura se montan en segmentos que permiten un fácil desmontaje para fines de reparación o reemplazo. Se debe tener el debido cuidado para evitar vibraciones estimuladas, por ejemplo, por los vórtices de von Karman o fluctuaciones de presión en el sistema de flujo de la turbina.

En la mayoría de las mini centrales hidroeléctricas, las rejillas de basura están equipados con limpiadores de rejillas que pueden presentar principios de diseño y operación variados. Básicamente, se utilizan dispositivos

móviles y fijos, según el número de unidades. Dispositivos de cadenas y cables de acero accionados eléctricamente todavía se encuentran en grandes plantas y plantas lo suficientemente pequeñas, respectivamente. Los dispositivos de cables de acero a menudo están equipados con rastrillos de agarre que permiten quitar los escombros incluso directamente de las vecindades de la rejilla. Los limpiadores articulados y telescópicos accionados hidráulicamente son más típicos para la mayoría de las instalaciones hidroeléctricas pequeñas y pequeñas (Figura 59). La oferta de los fabricantes europeos es bastante abundante e innovadoras presentando numerosas soluciones de diseño.

En el caso de algunas instalaciones hidroeléctricas pequeñas, también se utilizan las tomas de agua (por ejemplo, La toma tirolesa) con rejillas horizontales o casi horizontales de basura autolimpiables. Un ejemplo interesante es la rejilla Coanda que consta de una serie de alambres de sección en cuña (Figura 60) y que utiliza el efecto de la adhesión de la corriente de agua a la superficie sólida que fluye alrededor. La ventaja de tal diseño es el fácil transporte hacia aguas abajo de cualquier residuo o grava y el evitar cualquier daño a peces que simplemente se deslizan sobre la superficie curva de la rejilla hacia el lecho alimentado con el flujo residual. Debido a las sustanciales pérdidas hidráulicas, tanto las entradas del tipo tirolesas como las de Coanda se utilizan principalmente en sistemas de cargas elevada en los países alpinos.

En el subcapítulo 3.7.3 se proporciona más información sobre rejillas.

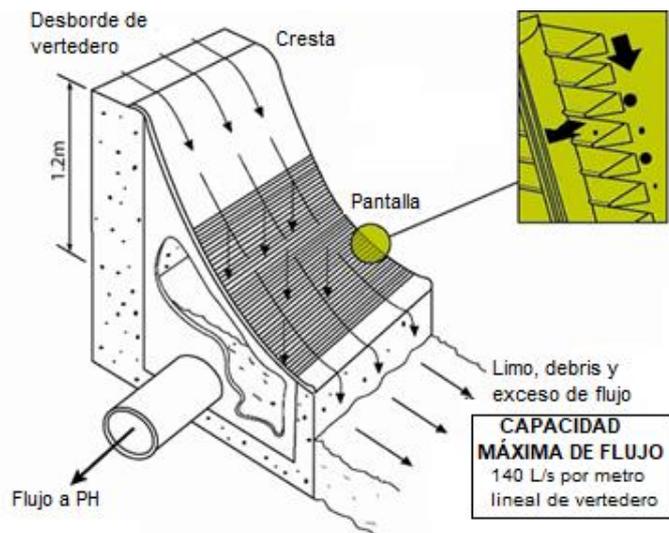


Figura 59: Limpiador de rejillas de basura articulado en Januszkowice HP - río Oder, Polonia (fuente: J. Steller)

Figura 60: Rejilla de Aquashear Coanda (Dulas Ltd, 2020)

3.6.2 Tomas y compuertas de desfogue

Las correderas de elevación vertical o las compuertas con ruedas hechas generalmente de hierro fundido, acero o tablas de madera son los dispositivos de cierre más típicos en las tomas de agua de numerosos sistemas de flujo de plantas hidroeléctricas (ESHA, 2004). Sus principales tareas se pueden resumir de la siguiente manera:

1. para detener el flujo de agua en situaciones de emergencia
2. para permitir el desecado o vaciamiento del sistema de flujo de la planta de energía
3. para permitir el influjo controlado del sistema de flujo de la central eléctrica.

A veces, las compuertas verticales de elevación también se encuentran en las salidas del tubo de succión. En pequeñas centrales hidroeléctricas modernas, estas compuertas suelen ser accionadas y controladas hidráulicamente por el sistema de control de supervisión de la central eléctrica. Las compuertas elevadoras verticales de oruga y ruedas accionadas eléctricamente se encuentran en algunas instalaciones grandes y en instalaciones pequeñas y antiguas. El uso de las accionadas manualmente es muy limitado en la actualidad y se refieren principalmente a las existentes en los aliviaderos. En instalaciones de baja carga, la función de un dispositivo de cierre de emergencia puede ser asumida por una válvula de entrada o incluso por las compuertas de la turbina solamente. Las compuertas elevadoras verticales (Figura 61) se utilizan principalmente con fines de vaciamiento y pueden desempeñar la función de ataguía. Sin embargo, en instalaciones de mayor capacidad y/o carga, el llenado siempre comienza y se lleva a cabo durante más tiempo con el uso de los conductos de derivación en la estructura de toma de agua.

Por otro lado, en instalaciones de carga media y alta con conductos largos y presurizados (penstocks), las compuertas de toma de cierre rápido (emergencia) son a menudo una medida de importancia clave en la cadena de seguridad de las centrales eléctricas. Sin embargo, y exactamente en este caso, también es esencial que todos los dispositivos de cierre-compuerta de toma, válvula de entrada de la turbina y paletas de regulación o la boquilla de distribución) se utilicen en la secuencia adecuada y con la velocidad prescrita para minimizar las consecuencias peligrosas del rechazo de carga y transientes hidráulicos resultantes.

La presión del agua de entrada suele ser capaz de mejorar la estanqueidad de la puerta de entrada. Sin embargo, esta medida puede considerarse insuficiente para evitar fugas de agua sustanciales y realizar trabajos importantes de revisión dentro del sistema de flujo de la instalación. El doble cierre sin posibilidad de apertura accidental puede considerarse también esencial por razones de seguridad. Por lo tanto, compuertas de cierre de toma generalmente están equipadas con vigas huecas de extrusión (stoplogs) dispuestas en las paredes laterales de la toma directamente aguas arriba de las compuertas de elevación verticales, si las hay. Para instalaciones pequeñas, se utilizan generalmente vigas o tableros de madera como tapones.



Figura 61: Toma de agua de la Rutki SHP - Radunia Cascade, Polonia (Fuente: archivos IMP PAN)

Además de las compuertas deslizantes verticales o con ruedas, en las tomas de agua de las centrales hidroeléctricas también se utilizan compuertas radiales y de cilindro, así como válvulas tipo mariposa (Daniel y Paulus, 2019). La Figura 62 muestra una aplicación de compuerta cilíndrica a la entrada de turbinas sumergibles de flujo axial pequeñas. Sin embargo, también se utiliza una disposición similar en las tomas de agua verticales de algunas grandes centrales hidroeléctricas de almacenamiento.

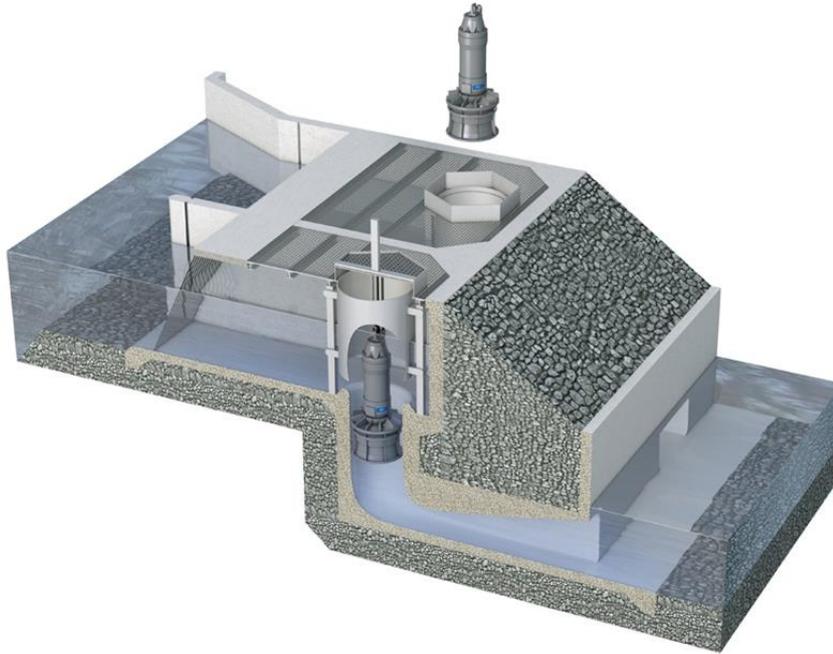


Figura 62: Pequeña central hidroeléctrica con dos Flygt sumergibles y compuertas de toma cilíndricas (Flygt, 2020)

La mayoría de las represas hidroeléctricas están equipadas con aliviaderos cerrados y no cerrados. Si bien los primeros se pueden utilizar para diversos fines relacionados con la descarga y/o el control del nivel del agua, la tarea principal de los aliviaderos inmóviles es proteger la presa y otras estructuras o equipos relacionados contra daños debido al desbordamiento incontrolado de agua a través de la cresta de la presa. También en caso de que el aliviadero cerrado muestre una capacidad demasiado baja o ya no sea controlable. Por lo tanto, los aliviaderos sin compuerta generalmente se erigen como reboseaderos (toboganes) con un lecho de forma especial al interior de la pendiente de la presa y/o un canal de derivación. También se utilizan los aliviaderos de pozo verticales denominados “Morning Glory” con túneles que suministran agua por debajo de la presa.

Las compuertas reguladas del aliviadero se utilizan en varias versiones: Además de las compuertas de elevación vertical (correderas, con ruedas) que se pueden utilizar tanto en instalaciones pequeñas como grandes, se utilizan compuertas de aleta, rodillo, tambor, techo y especialmente compuertas radiales (Daniel y Paulus, 2019). Las compuertas radiales se pueden abisagrar a pilares (soporte tipo pasador) entre los segmentos del vertedero o a la solera del mismo (soporte lineal). Las compuertas radiales con bisagras de pilar a menudo se denominan compuertas de segmento o Tainter por el nombre de su inventor, mientras que las compuertas de sector generalmente están abisagradas a la solera del vertedero. Las compuertas de sector generalmente se pueden ocultar en el lecho de la solera cuando la compuerta está abierta. En la Figura 63 se muestra el esquema de una compuerta Tainter típica ubicada sobre un aliviadero de desbordamiento en el llamado vertedero ogee.

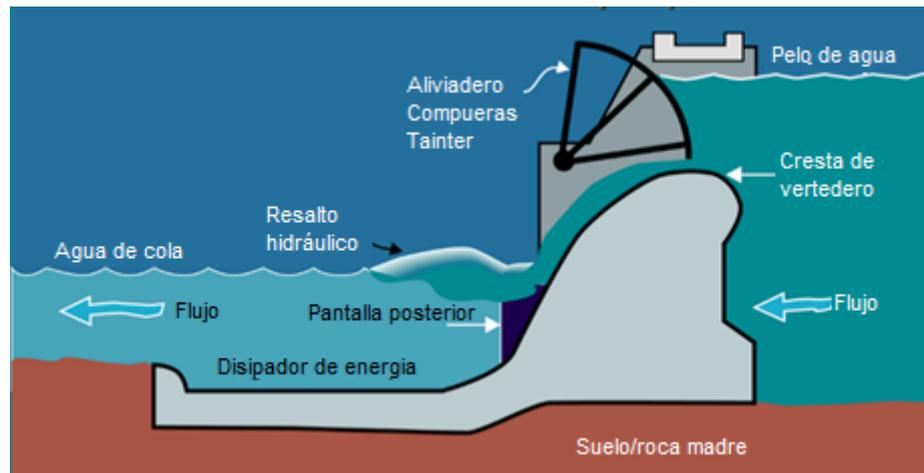


Figura 63: Segmento de una compuerta Tainter (USACE, s.f)

Las compuertas tipo aleta abatibles se utilizan ampliamente y de forma tradicional en numerosas aplicaciones con cargas bajas. La Figura 64 muestra una versión típica con una cresta articulada. Sin embargo, algunas otras configuraciones, incluidas las aletas articuladas al pilar y al borde de la placa de la compuerta Tainter, también se utilizan ampliamente (Figura 65).



Figura 64: Puerta abatible con bisagras en la cresta del vertedero en Rzeczyca HP - río Wierzyca, Polonia (Fuente: J. Steller)

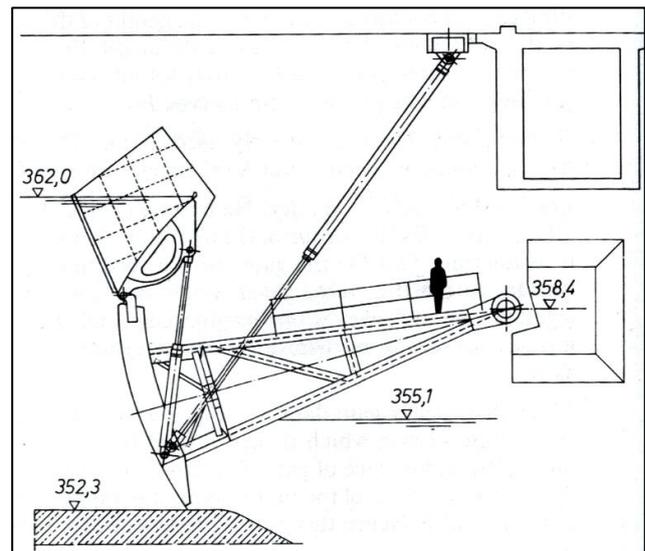


Figura 65: Compuerta tipo aleta de panza de pez articulada a un borde de la compuerta Tainter. UHE Perach - río Inn, Alemania (Raabe, 1985)

Los vertederos inflables son compuertas flexibles en forma de una cámara de aire de láminas de goma reforzada e inflada con aire o agua, ancladas a una base de hormigón mediante pernos de anclaje incrustados en la base. Como cualquier otra compuerta, el vertedero inflable necesita un mecanismo de apertura y otro de cierre. Este vertedero se eleva cuando es llenado con agua o aire a presión. Un compresor de aire o una bomba de agua se conecta, a través de una tubería, a la cámara de aire de goma. Cuando se llena la cámara, la compuerta es elevada; y cuando la cámara está desinflada, el vertedero descansa extendido planarmente sobre su base, en una posición completamente abierta (Figura 66, izquierda). Dicho sistema se torna competitivo con las puertas aleta abatibles tradicionales cuando el ancho del vertedero es grande en relación con la altura (ESHA, 2004).

Aunque originalmente desarrollados y patentados en los Estados Unidos por las empresas Flexidam-Imbertson, Firestone y Bridgestone desde los años 50 hasta los 60, los vertederos inflables se generalizaron en Europa solamente en los 80. En ese momento, una versión alternativa, con una cámara inflada o un conjunto de ellas, las cuales sostienen una fila de paneles de placas de acero (Figura 66, derecha), fue patentada por la empresa Obermeyer Inc., la cual sigue siendo una proveedora líder de este tipo de equipos. Hoy en día, los vertederos inflables se fabrican en todo el mundo, con las empresas Dyrhoff Ltd y Rubena (Trelleborg Bohemia) manteniendo el liderazgo en Europa. Si bien la altura típica de las represas no excede de 3 a 4 m, también se encuentran vertederos con una altura de más de 8 m en las rutas de navegación interiores.

Las cámaras de aire inflables se fabrican generalmente de un compuesto multicapa que consiste en caucho con material de poliamida y poliéster. El material de poliamida es generalmente responsable de la resistencia a la tracción necesaria, mientras que el caucho externo aumenta la resistencia a la radiación UV, así como a la resistencia a la erosión por lodos líquidos y a la posible congelación proveniente de placas congeladas de agua en la temporada de invierno (Figura 67).

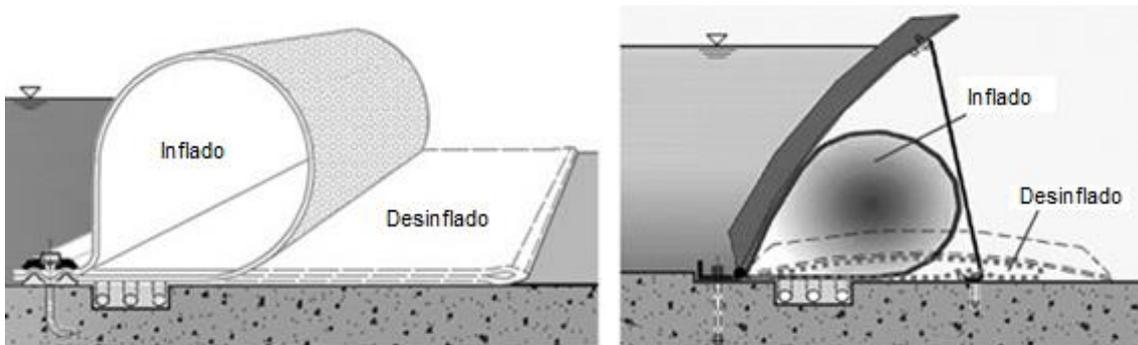


Figura 66: Principio de funcionamiento del vertedero inflado (Daniel & Paulus, 2019)



Figura 67: Vertedero inflable en temporadas de invierno y verano, Kliczkow HP - río Kwis, Polonia (Polniak, 2015)

Como ya se mencionó anteriormente, el evitar las consecuencias del desbordamiento incontrolado de agua a través de la cresta de la presa requiere un rápido aumento de la descarga de desfogue en respuesta al aumento de la cantidad de agua debido a la inundación, incluso si las compuertas reguladas ya están completamente abiertas o ya no son controlables. Para este propósito, los aliviaderos de desfogue suelen estar equipados con arreglos especiales que permiten una descarga de desfogue mucho mayor que la de un vertedero inmóvil típico.

Generalmente, el objetivo se logra alargando la cresta del aliviadero o bajando su elevación. La primera medida se logra al dar forma de laberinto a la cresta. La reducción de la elevación de la cresta se logra mediante el uso de compuertas tipo “trampa para osos” (Bear-trap sluice), arreglos de sifón, compuertas tipo espiga o espoleta conjuntas (fuse gates) y vertederos elásticos. Su gran ventaja es el alto caudal de desfogue inmediatamente después de que se ha superado el nivel crítico de agua (ESHA, 2004). Además, en el caso de un fenómeno de histéresis, el vertido finaliza solo después de que el agua ha caído muy por debajo del nivel en el que comenzó.

La Figura 68 muestra el esquema de una compuerta tipo espiga o espoleta inclinable tradicional (fuse gate) diseñada por una empresa francesa Hydroplus. No hay derrames hasta que se alcance el nivel máximo de represa permitido. Una vez que sucede, la caja de la compuerta de espiga se aleja de su posición original y comienza un vertido de agua intenso. Actualmente también se encuentran disponibles comercialmente varios otros diseños basados en principios similares.

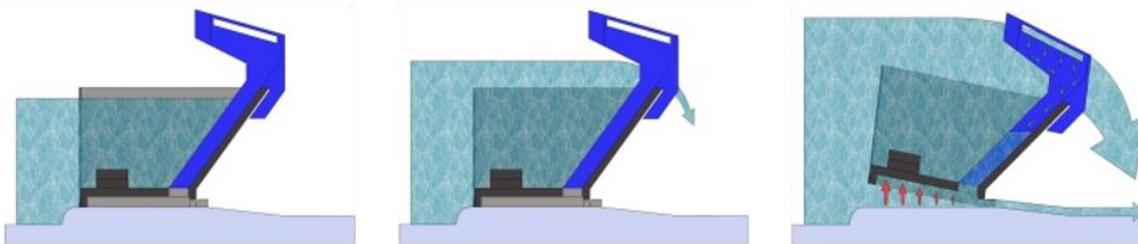


Figura 68: Compuerta tipo espiga o espoleta Hydroplus clásica. Principio de funcionamiento (Hydroplus, 2020)

Un diseño aún más simple y muy elegante está representado por el llamado vertedero elástico que ofrece Wiegand. El componente principal del arreglo es una placa elástica montada en la cresta del vertedero existente y que se desvía bajo el peso del agua embalsada (Figura 69). La cuestión clave es la calidad del material, que debe mostrar al mismo tiempo una gran elasticidad, un límite elástico muy alto y una gran resistencia a las duras condiciones ambientales. Según Wiegand, es posible aumentar el nivel de represa permisible incluso 70 cm por encima del del vertedero original. Sin embargo, hasta ahora solo se conocen aplicaciones de baja y muy baja cargas.

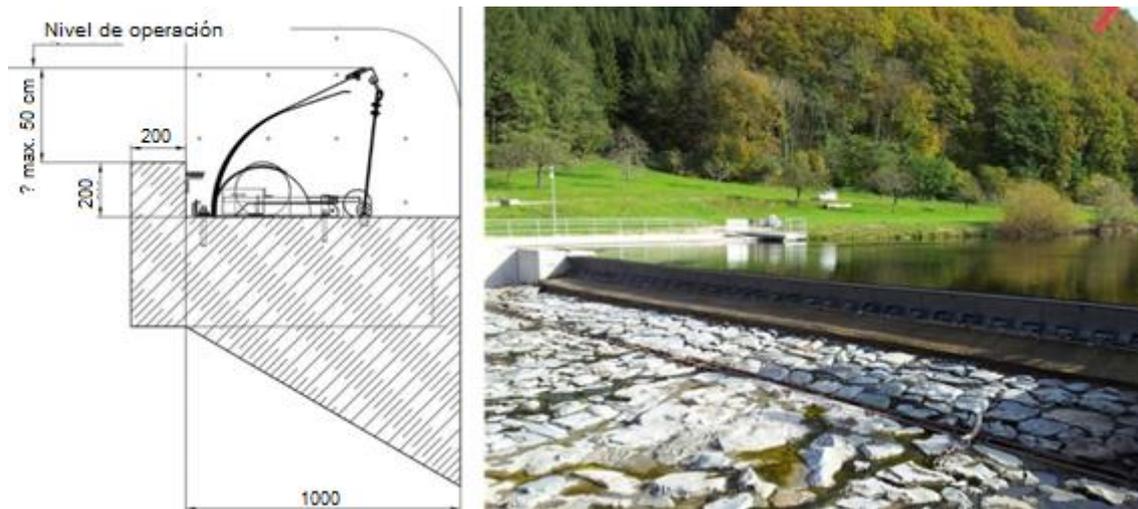


Figura 69: Principio de funcionamiento de un vertedero elástico e instalación existente en Hausach - Kinzig, Alemania (Wiegand, 2020)

3.6.3 Tuberías forzadas o Penstocks

Las tuberías forzadas son conductos presurizados que suministran agua a la turbina. El material y la tecnología de los conductos pueden ser bastante diversos, dependiendo de la carga hidráulica, caudales y los recursos disponibles localmente. Por lo general, se utilizan tubos de acero soldados in situ para caudales y diámetros más grandes. Se necesita una selección adecuada del material y el procedimiento de soldadura, así como soldadores experimentados, para minimizar las imperfecciones de las juntas soldadas que provocan un aumento de la tensión y la deformación locales, que se producen especialmente durante los transientes hidráulicos que acompañan a los arranques, cierres y rechazos de cargas de las unidades hidráulicas. Si bien algunas inflexiones menores pueden desaparecer con el tiempo debido a la deformación plástica, se debe prestar la debida atención a todos esos sitios. Debido al precio más bajo y la alta repetibilidad del proceso de soldadura, los tubos de acero en espiral soldados a máquina pueden considerarse una opción razonable si están disponibles en los tamaños requeridos. El procedimiento de soldadura actual incluye generalmente una prueba de diagnóstico exhaustiva de la calidad de la soldadura. En el caso de tuberías grandes y algunas más antiguas, las evaluaciones de la vida útil residual, basadas también en las mediciones de espesor y tensión del muro, se repiten durante el curso de su tiempo de servicio. Los aspectos de fatiga relacionados con el número de fenómenos transientes siempre deben incluirse en el análisis.

Al evaluar la calidad del sistema de tuberías soldadas, se debe prestar especial atención a las posibles bifurcaciones y otros nodos estructurales de ramificación que pueden requerir arreglos adicionales de alivio de tensiones. El software de análisis de estructuras sólidas basado en el método de elementos finitos (MEF) se utiliza hoy en día junto con el análisis de transientes hidráulicos para evaluar la tensión esperada y seleccionar las medidas de alivio más adecuadas (Figura 70). En el caso de tramos rectos de tubería, estos pueden incluir también la introducción de un pretensado mediante vendajes. Las herramientas computacionales mencionadas son de uso directo e indirecto por prácticamente todas las oficinas de diseño relevantes en Europa.

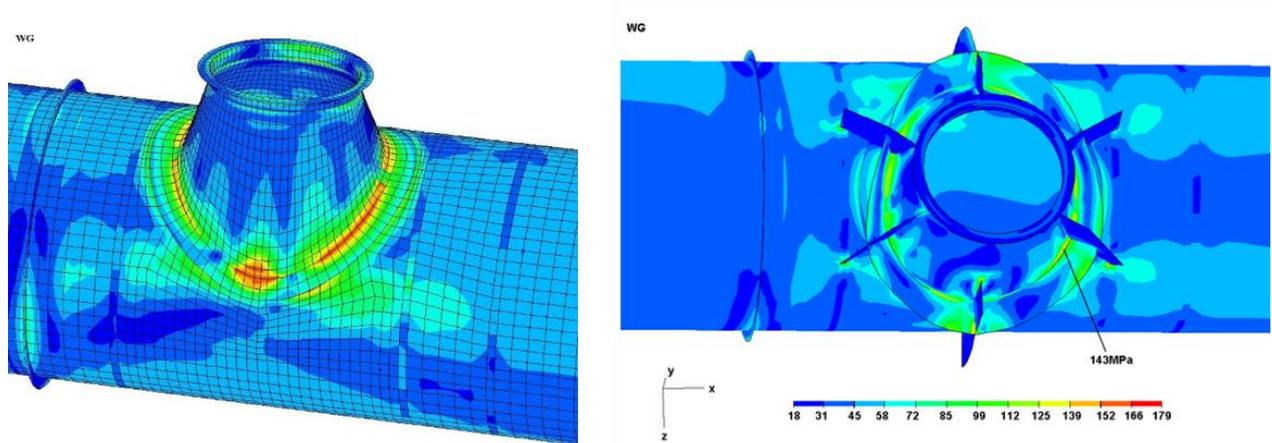


Figura 70: Distribución del esfuerzo de tracción (MN/m²) en el nodo de ramificación de la tubería forzada (Adamkowski et al, 2019)

Para diámetros más pequeños se puede elegir entre tubos fabricados de acero o hierro dúctil, tubos de plástico: cada vez más competitivos, y los de hormigón de cemento reforzado (HCA). En algunos países en desarrollo, las tuberías con bandas de acero y madera creosotada a presión se consideran una alternativa.

En el caso de tuberías de acero y hierro dúctil, la relación $H/Q^{1/3}$ se utiliza a veces como parámetro de selección de material (Figura 71). Los tubos de acero fabricados se suministran con juntas de espiga y casquillo y juntas de goma en "O", que eliminan la soldadura de campo, o con bridas soldadas, atornilladas en el sitio. Las juntas de compuerta más típicas se muestran en la Figura 72. Las juntas, de las bridas y otros dispositivos proveen una especie de dilatación necesaria para la supervivencia de la tubería en forma segura a cargas mecánicas y térmicas variables. Las juntas de brida se utilizan generalmente siempre que un dispositivo que requiera un posible desmontaje, por ejemplo, una válvula de entrada de la turbina, deba conectarse, mientras que las juntas de expansión se utilizan en conexiones con elementos de instalación rígidos, como bloques de anclaje y distribuidor de turbina.

En las últimas décadas también se ha visto un aumento adicional de una oferta competitiva de compuertas y revestimientos de compuertas hechos de materiales como plásticos reforzados con vidrio (PRFV), plásticos reforzados con vidrio y fibra de carbono (PRFV y PRFC, respectivamente) y polietileno de alta densidad (PAD). El reemplazar algunos plásticos ofrecidos anteriormente, como el PVC (cloruro de polivinilo o también Policloruro de vinilo) o el PE (polietileno), está relacionado con las propiedades funcionales superiores que muestran los materiales recién introducidos. Las ventajas más importantes incluyen bajas pérdidas hidráulicas, bajos costos de mantenimiento debido a la ausencia de riesgo de corrosión y la baja celeridad de las ondas de presión, lo que conducen a menores picos de presión de golpe de ariete. Los proveedores afirman también la existencia de altos parámetros de resistencia mecánica y de resistencia a la erosión abrasiva, así como a otros impactos ambientales, como la radiación UV. El diámetro máximo de ancho disponible es de 4.000 mm.

El proveedor mundial clave de las compuertas de PRFV es el holding Amiblu, con sede en Klagenfurt, Austria, e instalaciones de producción en Alemania, España, Polonia y Rumanía. Amiblu combina Amiantit Europe y su tecnología Flowtite, y Hobas Europe, esta última parte de WIG Wietersdorfer Holding. Las tuberías Flowtite están construidas como un sándwich estructural, utilizando una tecnología de bobinado de filamento continuo. Las fibras de vidrio continuas de alta resistencia resisten las tensiones del aro de la presión interna, mientras que las fibras cortadas proporcionan una excelente resistencia a las tensiones axiales, los impactos y las cargas de manipulación. El laminado estructural consta de revestimientos fuertemente reforzados, separados por un núcleo compacto relleno de sílice reforzado para proporcionar una rigidez de flexión óptima (Figura 70). Hobas utiliza una tecnología alternativa de fundición centrífuga. El brazo de la máquina de fabricación alimenta todas las materias primas, fibras de vidrio cortadas, plásticos termo-endurecibles (resinas de poliéster o viniléster insaturado)

y agentes reforzantes, en un molde de rotación rápida. Capa por capa, en un proceso predefinido, la pared de la tubería se construye de afuera hacia adentro (Amiblu, 2020).

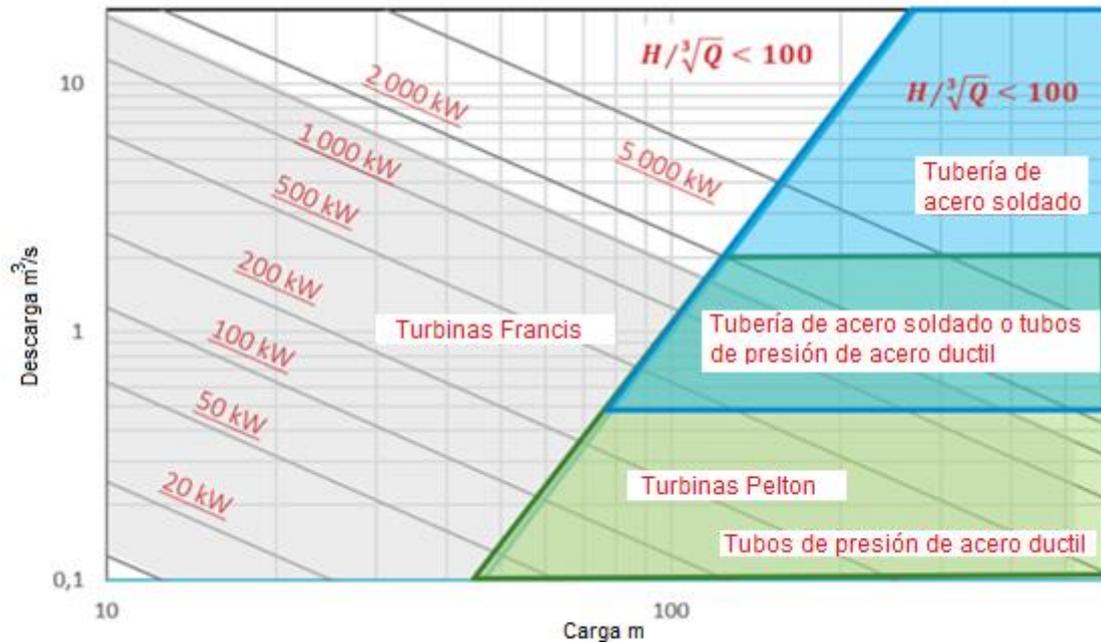


Figura 71: Rangos típicos de aplicación en pequeñas centrales hidroeléctricas de compuertas de acero y hierro dúctil (Steller, 2020 en adelante)

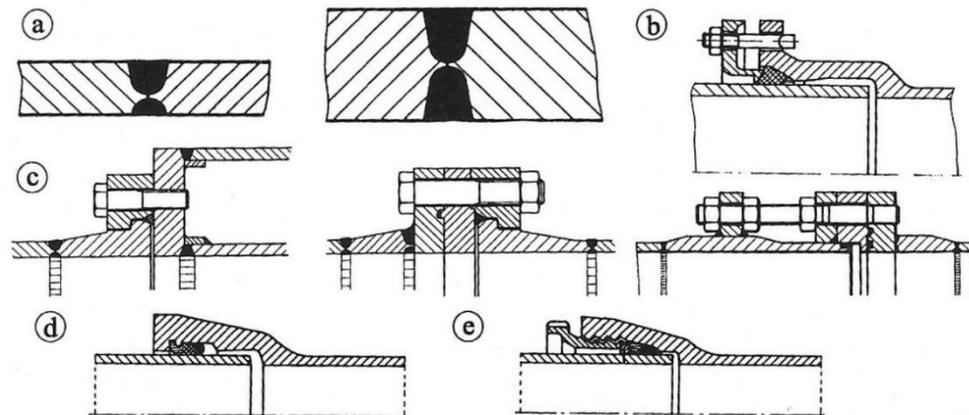


Figura 72: Uniones típicas de compuertas de acero y hierro dúctil: a) Uniones soldadas; b) articulaciones de glándula; c) juntas de brida; d) juntas de espiga; e) juntas de espiga roscada (Giesecke & Mosonyi, 1998)

Las tuberías forzadas de PRFV son cada vez más utilizadas tanto en las nuevas instalaciones como en las rehabilitadas y, en ocasiones, como recambio tras una avería anterior de la tubería (Figura 73). Entre las tuberías forzadas hidroeléctricas de PRFV más importantes se pueden contar las de la central hidroeléctrica de Schwarzach (altura 264 m, longitud de la tubería forzada 4,3 km, ampliación planificada a 16,9 MW, Austria) y la central de almacenamiento por bombeo Feldsee (altura 524 m, 70 MW, Austria). En este último caso, la tubería Flowtite se utiliza como revestimiento en el túnel de roca.

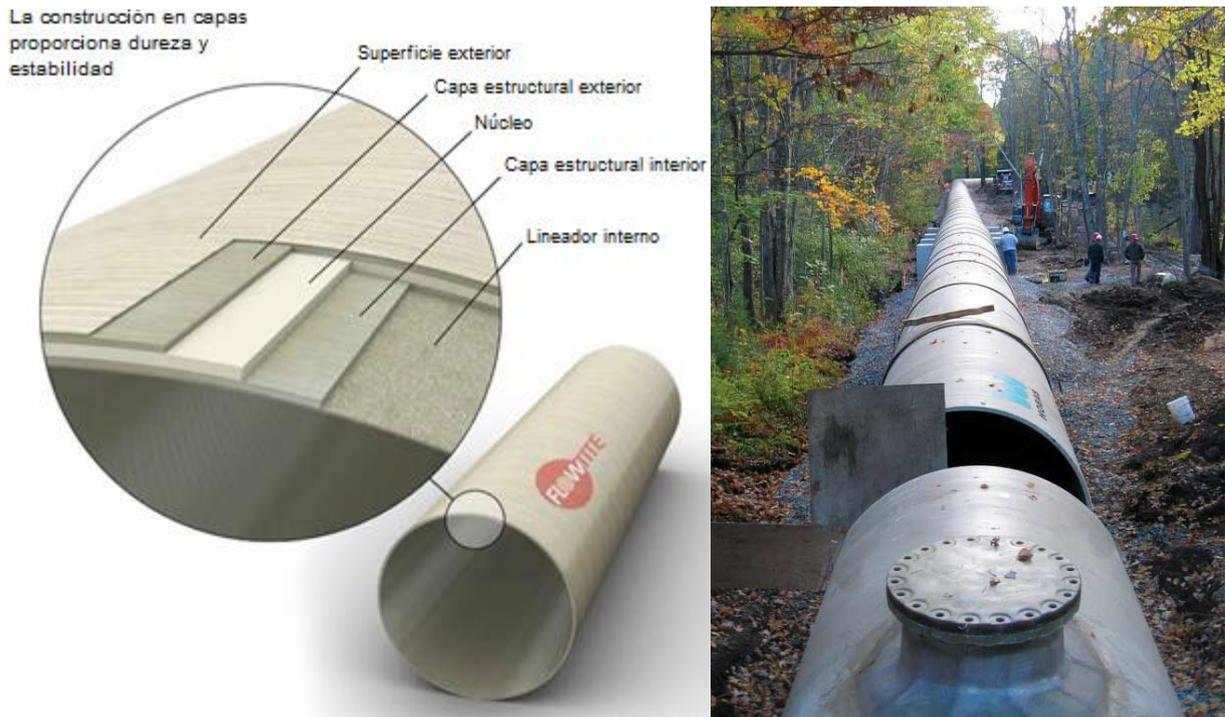


Figura 73: Estructura de la tubería Flowtite (izquierda). Sustitución de un segmento de tubería forzada de madera por una tubería de PRFV Hobas (derecha). Estación hidroeléctrica Jackman, Hillsborough, New Hampshire, EE. UU. (Amiblu, 2020)

Con excepción de los diámetros más grandes y en caso de condiciones geotécnicas suficientemente estables, a menudo se recomiendan tuberías forzadas enterradas, siempre que solo se requiera un mínimo de excavación de roca. De esta forma, las juntas de dilatación y los anclajes de hormigón pueden eliminarse, ya que el relleno de arena y grava proporciona un aislamiento natural. No se requiere pintura de mantenimiento ni una envoltura anticorrosiva, aunque las medidas de protección son de importancia esencial en la etapa de instalación (Gordon & Murray, 1985). En caso de que se haya seleccionado la opción de la tubería de superficie, el diseño adecuado y una fundación confiable de los bloques de anclaje y los soportes de la tubería son de crucial importancia para la seguridad de la tubería. Su papel fundamental en la disipación de fluctuaciones de la energía de presión durante los transientes hidráulicos es difícil de ser sobreestimado. De hecho, independientemente de factores tales como fallas del soporte o cambio debido a deslizamientos de tierra o terremotos, la amenaza básica para la seguridad de las tuberías forzadas proviene del fenómeno repetido del golpe de ariete que acompaña a los arranques y cierres, y especialmente los cierres de emergencia y rechazos de carga. El aumento o la caída de la presión inercial resultante de la desaceleración o aceleración de la columna de líquido se puede evaluar a partir del segundo principio de la dinámica como

$$\Delta p = -\frac{\rho dQ}{A dt}$$

donde ρ , A y Q representan la densidad del líquido, el área de la sección transversal de la tubería y el caudal. De hecho, esta ecuación es la base para derivar el método de medición de presión-tiempo de descarga (Gibson). El modelo puramente inercial asume la incompresibilidad del líquido (velocidad del sonido infinita) y conduce a un aumento infinito de la presión en caso de una parada repentina de la columna de líquido. Llegar a un valor físicamente justificado requiere incluir la compresibilidad del agua en consideraciones hechas ya fines del siglo XIX.

Según la fórmula de N. Joukovsky, el aumento máximo de presión debido a una parada repentina de la columna de líquido es

$$\Delta p_{\max} = -\rho c \Delta Q / A$$

con c representando la celeridad del sonido. La fórmula se considera válida en caso de que la duración del proceso de cierre sea menor que el tiempo de reflejo de la onda de presión. De lo contrario, deben tenerse en cuenta los efectos de interferencia de las ondas de presión e inercia. Estos y otros aspectos hidráulicos transientes, incluida la separación de la columna de agua, están debidamente incluidos en la mayoría de los paquetes de software modernos utilizados hoy en día por las oficinas de diseño y consultoría relevantes, así como por los institutos de investigación y desarrollo en colaboración. En el caso de las centrales hidroeléctricas con turbinas reactivas, la inclusión de las características de la turbina de 4 cuadrantes y la ley de cierre de las paletas distribuidoras como una de las condiciones de frontera, es de importancia clave para la predicción confiable de los transientes hidráulicos dentro de la tubería forzada y del aumento de velocidad de rotación de la unidad, después de desconectar la conexión a la red. La aplicación de la ley de cierre optimizado de las paletas distribuidoras incorporada es una medida operativa clave que se utiliza para mitigar las consecuencias no deseadas de los procesos de cierre rápido (el llamado método de recorrido de la válvula).

Los pasos para mitigar los efectos de un transiente hidráulico se llevan a cabo también por el diseñador del esquema de desvío que, además de la turbina forzada, puede incluir también un canal de desvío a superficie libre y/o un túnel presurizado con revestimiento de acero u hormigón. El arreglo principal de ingeniería civil que mitiga un transiente hidráulico es una torre de compensación (chimenea de equilibrio), la cual se utiliza para atenuar la onda de presión incrementada y disipar su energía.

3.6.4 Válvulas de entrada de una turbina hidráulica

Se pueden encontrar compuertas y válvulas en varios sitios en el circuito hidráulico de una instalación hidroeléctrica, incluida la toma de agua, el ingreso a la turbina y la entrada a los conductos de alivio de agua. Las válvulas de aireación se incluyen ocasionalmente en el equipamiento de una turbina hidráulica – utilizadas durante el funcionamiento normal (por ejemplo, turbinas clásicas de flujo cruzado), y al final del cierre de la turbina o simplemente para detener una turbina en una configuración de sifón.

Numerosas turbinas de baja caída, especialmente las de Kaplan, tanto las de caja semi-espiral como las de configuración tubular, utilizan sus compuertas de elevación vertical de entrada como únicos dispositivos de cierre, a menudo excluidos de los procedimientos de cierre de emergencia. En caso de que el agua sea suministrada por una tubería forzada, las válvulas de entrada se montan en la entrada del distribuidor, permitiendo así el aislamiento del circuito hidráulico de la turbina de la instalación de entrada.

Aunque tapones en forma de cuña todavía se utilizan en algunas instalaciones, las válvulas de mariposa, rotatorias y de globo (Figura 74 y Figura 75) se utilizan generalmente en las entradas de los distribuidores de turbinas. Los actuadores hidráulicos se utilizan generalmente en instalaciones modernas y más grandes. En caso de cargas elevadas (> 200 m), se recomienda utilizar agua a presión (carga) en lugar de aceite. Se utilizan contrapesos para disminuir el esfuerzo necesario para el cierre y permitir el cierre automático en caso de emergencia.

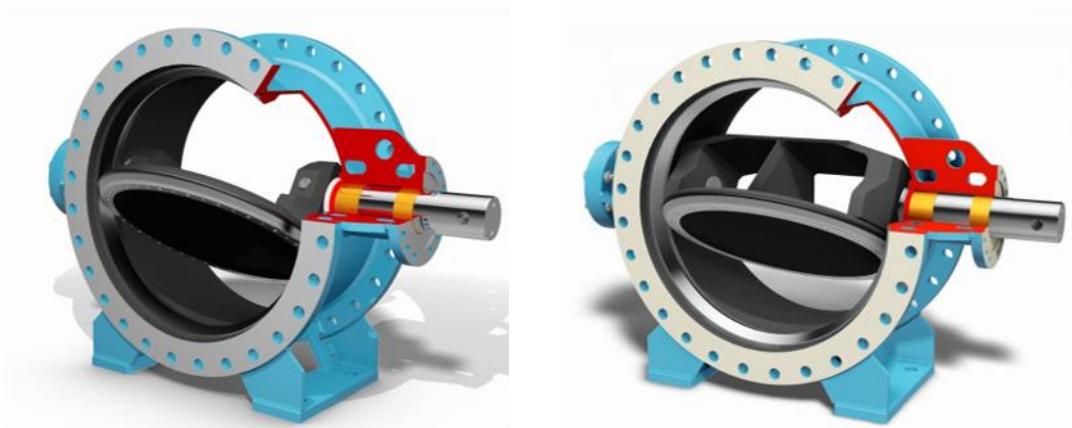


Figura 74: Válvulas de mariposa ofrecidas por la empresa TB Hydro (TB Hydro, 2020)

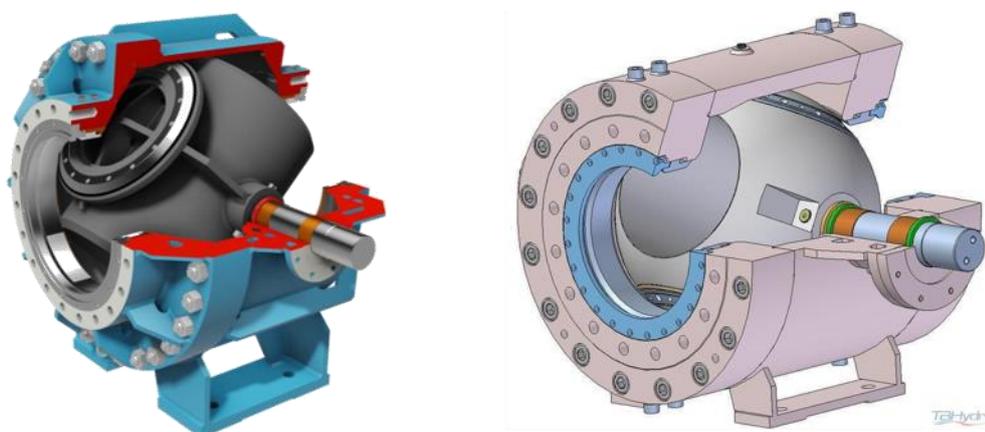


Figura 75: Válvulas rotatorias y de tipo globo ofrecidas por la empresa TB Hydro (TB Hydro, 2020)

3.7 Medidas para el paso de peces

El subcapítulo 3.7 es una contribución del consorcio FITHydro (coordinador del proyecto: Peter Rutschmann). Este texto utiliza el contenido original del documento FITHydro Deliverable 2.1, escrito por: Laurent David, Manon Dewitte, Dominique Courret, Sylvain Richard, Pierre Sagnes. Peter Rutschmann llevó a cabo modificaciones del contenido original del documento D2.1.

Prefacio

La presente contribución se origina del documento FITHydro Project Deliverable 2.1, donde se tiene una estructura similar a la original y el contenido a menudo se asume sin cambios. El trabajo y las ideas descritas en D2.1 son el producto de las contribuciones de muchas personas de los 26 socios de la empresa FITHydro. En muchas partes, el texto del reporte D2.1 está abreviado y no se incluyen las pautas de diseño. Por lo tanto, los lectores interesados en una información más detallada deben consultar el reporte original en <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/>.

3.7.1 Introducción a la migración de peces aguas arriba y aguas abajo

Muchos peces migran cientos de kilómetros entre su hábitat y sus zonas de desove. Ejemplos típicos de tales migraciones son el salmón o la anguila, que tienen que migrar entre mar y río. Si su migración se ve obstaculizada o imposibilitada, la reproducción no es posible. Otros peces también necesitan de estas migraciones, pero en un

ámbito más pequeño, por ejemplo, la trucha de lago vive en un lago y se reproduce en un río. Para otras especies, las migraciones pueden no ser necesariamente vitales, pero son deseables para su ciclo de vida de peces jóvenes a adultos y por el intercambio de genes u otras razones.

La migración de peces en los sistemas fluviales se ve obstaculizada por la implantación de estructuras. Los seres humanos han erigido numerosas estructuras transversales para detener la profundidad de erosión en los ríos, además, se han construido presas para desviar agua o paralelamente las centrales hidroeléctricas bloquean el paso de los peces migratorios. Estos obstáculos dan como resultado que se evite por completo la migración de peces o al menos la misma se ralentice severamente, los peces resulten heridos o mueran en las turbinas, compuertas o aliviaderos, además de ser víctimas de otros peces depredadores o aves que se alimentan de dichos peces en su búsqueda de superar los obstáculos, o finalmente mueran como resultado de un cambio en la calidad del agua.

La Directiva Marco Europea del Agua (DMA) exige el garantizar la mejor aproximación al continuo ecológico, incluida la migración aguas arriba y aguas abajo de todas las especies, como uno de los elementos hidromorfológicos que sustentan el buen estado ecológico de los ríos. Adicionalmente, el reglamento del Consejo Europeo no. 1100/2007 estableció medidas para la recuperación de las poblaciones de la anguila europea. Este reglamento Incluye el requisito de que todos los estados miembros reduzcan los factores de mortalidad antropogénica y, en particular, las lesiones infligidas a las anguilas plateadas que migran río abajo y pasan por turbinas.

Para plantas hidroeléctricas, se deben erigir nuevas instalaciones de paso de peces y conexiones a cuerpos de agua adyacentes, y las estructuras existentes deben revisarse y pueden tener que adaptarse si no funcionan correctamente, de acuerdo con la DMA y el reglamento no. 1100/2007.

Si bien la migración aguas arriba parece resolverse mediante vías y pasos de peces similares a los de la naturaleza o artificiales, la migración aguas abajo sigue siendo un desafío importante. Los peces pueden flotar corriente abajo con la corriente principal y llegar a los sistemas de rejillas de basura en las tomas de las turbinas. Siguiendo la corriente principal, estos no pueden encontrar un camino para peces o no hay trayectos alternativos para evitar o rodear la turbina, por lo que a menudo terminan siendo transportados aguas abajo por la turbina y, sufriendo la mayoría de las veces lesiones fatales.

3.7.2 Soluciones para la migración aguas arriba

Se pueden configurar tres tipos de soluciones para restaurar, al menos parcialmente, las migraciones ascendentes en los obstáculos:

- Eliminación o nivelación de estructuras transversales, es decir, obstáculos. La remoción de estas estructuras como soleras, vertederos, presas y centrales hidroeléctricas es una solución definitiva para restaurar una completa continuidad ecológica, pero no es compatible con la producción hidroeléctrica y otros usos del agua.
- Construcción de vías para peces. Esta es la solución clásica, compatible con la producción de energía hidroeléctrica, ya que una pequeña parte de la descarga de entrada potencial se utiliza para alimentar el dispositivo de paso de peces.
- Operaciones de gestión. Este tipo de soluciones incluye la apertura selectiva de unidades móviles (raras en contextos de producción hidroeléctrica) o el uso de esclusas de navegación adosadas a centrales eléctricas (hasta la fecha existe en Francia un ejemplo en el río Ródano).

El método "Trampa y Traslado" puede constituir una cuarta solución, pero se utiliza raramente, ya que necesita una alta reactividad por parte del personal y diversas manipulaciones de los peces que pueden causar lesiones a los mismos. No obstante, se justifica por eludir un número significativo de arreglos sucesivos y en ausencia de hábitats interesantes entre estos arreglos para las especies objetivo.

3.7.2.1 Eliminación o nivelación de estructuras transversales, es decir, obstáculos

Esta opción no es considerada en este apartado porque no está en consonancia con la producción de energía hidroeléctrica. Se puede encontrar información sobre el tema en el proyecto EU-H2020 AMBER (<https://amber.international/>).

3.7.2.2 Vías o pasos para peces

Un pasaje o paso para peces puede ser natural o completamente artificial. Hay variados y diversos tipos de pasajes para peces: vías para peces del tipo piscina, vías de fondo áspero o similares a la naturaleza y vías deflectoras. El principio de estas vías de peces es el mismo: el pez debe poder superar la diferencia de altura en una distancia corta, pero la energía en la vía debe convertirse de manera eficiente para que las velocidades no sean demasiado altas y la potencia de natación del pez lo suficiente para moverse a través de esta vía. Para que esto sea posible, la vía también debe tener zonas tranquilas en las que los peces puedan descansar. Esto puede lograrse con diferentes diseños de la vía.

Si bien en el pasado el enfoque principal estaba en el ascenso de los peces de aguas abajo hacia aguas arriba, el paso de peces de hoy en día también debería cumplir con otros requisitos, si esto es posible. Por lo tanto, la función de una vía para peces como hábitat es cada vez más importante. Si bien tanto una ruta artificial como una existente pueden ser utilizadas únicamente para la migración, una ruta de peces similar a la naturaleza tiene ventajas decisivas como hábitat sustituto de dichos peces y otras especies acuáticas (Figura 76 a Figura 78).



Figura 76: Paso de peces tipo piscina (izquierda) y tipo deflector empinado (Denil) (derecha) (Fuente: J. Geist, P. Rutschmann)



Figura 77: Combinación de diferentes tipos de rampas, con elementos de hormigón en primer plano y rampa empinada y rugosa en el fondo (Fuente: P. Rutschmann)



Figura 78: Pasaje de peces similar a la naturaleza en la HPP de Freudenu, Austria (Fuente: W. Reckendorfer)

3.7.2.3 Vías de peces para anguilas

Las anguilas también pueden migrar por vías para peces ordinarias. Sin embargo, es más eficaz utilizar rutas de migración especialmente planificadas. Las anguilas tienen rasgos característicos a tener más en cuenta en un diseño específico. Tienen un cuerpo muy largo y movimientos de natación muy individuales, que se pueden acomodar con el estrato adecuado (Figura 79).



Figura 79: Rampa para anguilas cubierta por un estrato tipo cepillo (izquierda) y (derecha) un estrato de conos de hormigón (fuente: AFB)

3.7.2.4 Elevador de peces

Los elevadores de peces se utilizan cuando el desnivel entre aguas arriba y aguas abajo es demasiado grande para superarla con vías de peces convencionales (Figura 80). Funcionan de tal manera que los peces nadan en un tanque que actúa como trampa, luego no pueden salir y son llevados río arriba por un sistema mecánico. Para motivar a los peces a nadar hacia la trampa, debe haber suficiente corriente. Cuando los peces llegan a la cima, se inclinan hacia afuera o se abre el tanque y los peces pueden nadar hacia la cabecera. Estos dispositivos se utilizan allí donde los sistemas convencionales fallan. El principio de elevación de peces se empleó por primera vez en los EE.UU. en el río Connecticut.



Figura 80: Elevador de peces Runserau, Austria (fuente: M. Schletterer)

3.7.2.5 Esclusas para peces

Las esclusas para peces funcionan de manera muy similar a las esclusas para barcos (Figura 81). Los peces nadan en una cámara que se puede cerrar contra las corrientes aguas arriba y abajo por medio de compuertas. Cuando se cierra la compuerta de aguas abajo, el agua de aguas arriba fluye hacia la esclusa y el nivel del agua aumenta. Cuando los niveles de agua en la esclusa y el depósito de aguas arriba se han igualado, la compuerta de aguas arriba se abre de nuevo y los peces pueden salir nadando. Dichas esclusas se utilizaron por primera vez en el río Columbia en los EE.UU. Sin embargo, su eficiencia demostró ser muy modesta y desde entonces la mayoría de las esclusas han sido reemplazadas por vías para peces convencionales.



Figura 81: Esclusa para peces en la PH Jeging 2, Austria. (fuente: M. Schletterer)

3.7.2.6 Operaciones de gestión de soluciones específicas

Además de las soluciones clásicas mostradas anteriormente, también existen enfoques muy especiales para favorecer la migración de peces río arriba. Estos incluyen el funcionamiento adaptado de las esclusas para barcos, la permeabilidad parcial de las centrales hidroeléctricas en momentos importantes de migración y el transporte de peces en camiones o similares. Recientemente, han sido presentadas también instalaciones migratorias ascendentes muy interesantes, las cuales deben desarrollarse e investigarse más. Por ejemplo, el sistema innovador de elevación de tornillos de REHART/Strasser, en el que los peces se elevan a un nivel superior mediante un tornillo de Arquímedes contrarrotante (ver www.rehart-power.de), o el Whooshh (“el cañón de salmón”) que puede transportar peces en una manguera a grandes longitudes y alturas (ver www.whoosh.com).

3.7.3 Soluciones para la migración hacia aguas abajo

3.7.3.1 Introducción

Según la UE-DMA, los peces y otras especies acuáticas deben poder migrar en los ríos en ambas direcciones. Si bien hay mucho conocimiento sobre la migración hacia la cabecera, las posibilidades de migración subacuática están mucho menos investigadas y las soluciones especiales para el descenso de peces existen solo excepcionalmente en instalaciones existentes. Existen múltiples opciones de pasajes hacia aguas abajo a través de las presas, como ser desvíos para la migración, vías para peces, aliviaderos y turbinas. Por lo general, los peces siguen al flujo principal cuando migran río abajo y, por lo tanto, a menudo se sienten atraídos por las tomas de las turbinas y pierden las opciones de migración aguas abajo, como ser estas vías o pasajes. Sin embargo, durante inundaciones, muchos peces utilizan aliviaderos abiertos para migrar por encima de las barreras.

Para la migración de peces aguas abajo, el proyecto FIThydro ha investigado principalmente opciones de desvío a las que los peces son guiados por rejillas o persianas. Actualmente, existen opciones de desvío en funcionamiento para centrales hidroeléctricas de tamaño pequeño o medio. Los peces son guiados con rejillas de basura espaciadas estrechamente, ya sea horizontal o verticalmente inclinadas, hacia un desvío. Sin embargo, para centrales eléctricas en grandes ríos, las soluciones correspondientes tienen claras desventajas. Las rejillas de basura que se utilizan como guía son largas y costosas, la limpieza de las mismas es difícil, además de producirse pérdidas hidráulicas grandes, especialmente cuando las rejillas están bloqueadas por escombros. Además, en el proyecto FIThydro se investigó la mortalidad en turbinas y, a partir de estas investigaciones, se ha mejorado el conocimiento sobre cómo y dónde ocurren las muertes.

3.7.3.2 Soluciones para evitar/limitar la mortalidad

Las tecnologías de protección en las centrales hidroeléctricas para evitar, o al menos limitar la mortalidad de los peces que se mueven hacia aguas abajo, se clasifican conceptualmente en dos categorías, a saber (I) Cribado / Blindaje y Guía y (II) Transporte. La selección de una o más de estas medidas depende de las especies de peces, así como de las condiciones del flujo y del sitio en la PH. Se explican a continuación con más detalle, las siguientes medidas:

- Operación amigable de la turbina con los peces (paradas específicas de la turbina);
- Turbinas amigables con los peces;
- Barreras sensoriales y conductuales asociadas con los sistemas de derivación;
- Barreras materiales, que generan bloqueo conductual y/o físico, incluyendo paredes rasantes, persianas, rejillas inclinadas, rejillas de barras en ángulo (con barras verticales) y rejillas de barras horizontales asociados a sistemas de desvío.
- Rejillas horizontales y diseños innovadores de PH

3.7.3.3 Operación de turbina amigable con peces

Sin una modificación de la toma de agua, el apagado de las turbinas convencionales es la única solución para evitar el paso de peces a través las mismas y las correspondientes tasas de mortalidad. Esta solución puede, en principio, ser eficaz, pero puede resultar muy costosa para el operador hidroeléctrico si las paradas no son en sí un objetivo. El desafío no es solo fijar, sino anticipar también los eventos de migración descendente. Un cierre dirigido se utiliza con frecuencia durante la migración de anguilas junto con un biomonitor, como el Migromat, el cual indica el comienzo y el final del período de migración de este pez. La solución también podría usarse durante la migración de los salmones jóvenes, sin embargo, el período de migración de éstos es largo y las pérdidas de producción debido al cierre altos. Un enfoque que combine parámetros ambientales como caudal, temperatura, turbidez, etc. con datos del movimiento de peces provenientes de estudios de radio-telemetría puede ayudar a predecir los períodos de migración de las especies de peces de mejor forma (ver Bruijs, et al., 2003). Una operación de turbina amigable con peces incluye también evitar la operación de carga parcial. Para turbinas Kaplan, la mortalidad aumenta a medida que se reduce la descarga, en particular debido al espacio reducido entre las palas (Berg, 1986 y Bruijs, et al., 2003). El efecto de tal "operación de turbina ajustada a los peces" se simuló para anguilas en el río Mosela: en combinación con una medida de "captura y transporte", produce solo una ganancia del 2 % en la tasa de supervivencia (Kroll, 2015).

3.7.3.4 Turbinas amigables con peces

Una solución para evitar o al menos limitar la mortalidad es modificar el diseño de la turbina para eliminar cada una de las posibles fuentes de daño para los peces (golpe, pellizco-triturado en los espacios, cambio de presión y cavitación, cizallamiento y turbulencia). Para esto, se desarrollaron varias turbinas para PH de baja caída como las del tipo Arquímedes o tornillos hidrodinámicos, las turbinas TMBA (muy baja caída), la turbina Pentair Fairbanks Nijhuis / FishFlow Innovations, la turbina Alden o el corredor de separación mínima (MGR) como se muestra en la Figura 82. Para obtener más detalles sobre estos desarrollos, se sugiere consultar la literatura correspondiente.

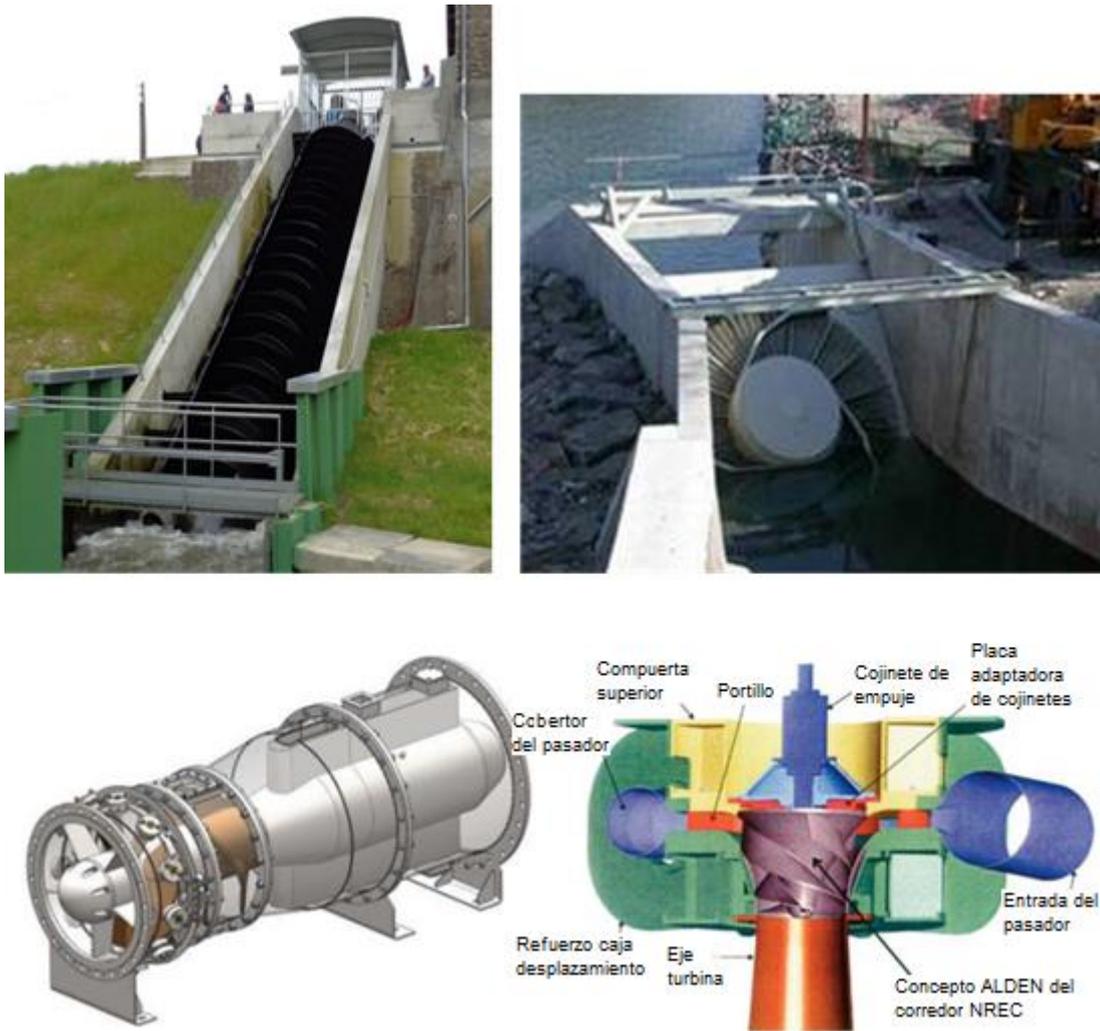


Figura 82: Vista de turbinas aptas para peces: tornillo (arriba a la izquierda), TMBA (arriba a la derecha) (Fuente: tecnologías MJ2), turbina Pentair (abajo a la izquierda) y turbina Alden (abajo a la derecha)

Como una alternativa a una nueva turbina amigable con los peces, se investigó el sistema de protección de peces IDA (aplicación de deriva inducida) durante el proyecto FITHydro. Este dispositivo IDA fue inventado y desarrollado en la Universidad Técnica de Múnich (UTM) y la UTM tiene una patente de la UE (EP3029203) sobre el mismo. IDA tiene la intención de aumentar las tasas de supervivencia mediante la manipulación selectiva del comportamiento de los peces durante su paso a través de la turbina. La ubicación del paso, la orientación de los peces y el comportamiento de natación se ven influenciados de manera que se optimice la supervivencia durante el pasaje peligroso en la turbina. Éste es un dispositivo muy simple con el que las turbinas se pueden reequipar con poco esfuerzo.

En principio, se pueden utilizar campos eléctricos, luz o ultrasonidos para influir en el comportamiento de los peces. Los campos eléctricos son particularmente efectivos y los peces muestran un efecto directo sobre ellos (Figura 83). Con intensidades de campo bajas, los peces son espantados, en tanto que, con intensidades de campo más altas, éstos son atraídos por ánodo. Si las intensidades de campo son lo suficientemente altas y la influencia es lo suficientemente prolongada, los peces también pueden ser anestesiados, lo que se denomina electro-narcosis. Por lo tanto, una intensidad de campo adecuada puede llevar a los peces a un punto de entrada a la turbina con una alta probabilidad de supervivencia y los peces narcotizados no pueden realizar movimientos de natación peligrosos durante su paso a través de la turbina. Los primeros resultados han demostrado que la mortalidad con la IDA se reduce a aproximadamente la mitad y parecen posibles mejoras adicionales.

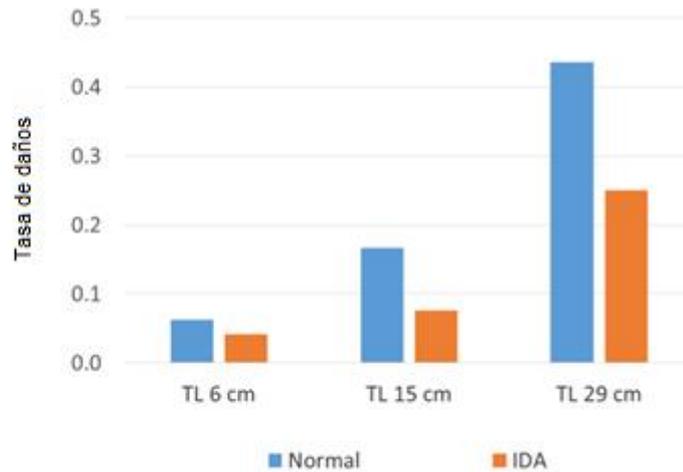


Figura 83: Dispositivo piloto IDA en la toma de una turbina Kaplan durante una prueba de 35 kW con dos electrodos de cobre en forma de anillo (izquierda) y tasas de daño observadas para el pasaje de peces sin (azul) y con dispositivo piloto IDA (rojo) para diferentes longitudes de peces (longitud total TL)

3.7.3.5 Barreras sensoriales o conductuales

Las barreras sensoriales del comportamiento modifican el entorno de los peces, aprovechando su respuesta natural a diversos estímulos (sonido, luz, pantalla eléctrica, cortinas de burbujas de aire, pantallas de cadena, etc.) para guiarlos hacia una ruta segura (entrada hacia desvíos, aliviadero u otros tipos de pasajes). Estas barreras son convenientes, tanto para los diseñadores como para los usuarios, porque, a diferencia de las barreras físicas, solamente requieren un mantenimiento mínimo y un esfuerzo de limpieza contra el bloqueo o colmatación.

Se han obtenido resultados prometedores con varias pantallas o rejillas de comportamiento experimentales en laboratorios o en sitios de prueba. Sin embargo, no se han evaluado muchas instalaciones prototipo. Por otro lado, esta tecnología no ha cumplido con las expectativas y los resultados obtenidos en aplicaciones de campo han sido mucho menos confiables que los obtenidos en condiciones controladas. Además, su ámbito de aplicación se limita a velocidades de escorrentía bajas (<0,3 m/s). ((EPRI, 1986) (Kynard, et al., 1990), (EPRI, 1994), (Gosset, et al., 1999), (Therrien, et al., 1998) (Travade, et al., 1999), (Larinier, et al., 2002), (Bau, et al., 2008)).

3.7.3.6 Barreras materiales

3.7.3.6.1 Paredes deslizantes

Se pueden usar paredes de deslizantes (o máscara de superficie) para desviar aquellas especies que migran en las capas superficiales de flujo, como, por ejemplo, los salmones jóvenes. Sin embargo, este dispositivo es ineficiente para especies del fondo, como son las anguilas. Un muro guía debe abarcar una cierta profundidad para generar un efecto repelente suficiente y debe instalarse en ángulo con la entrada del canal para guiar a los peces a una entrada de derivación ubicada en su extremo aguas abajo (Figura 84).

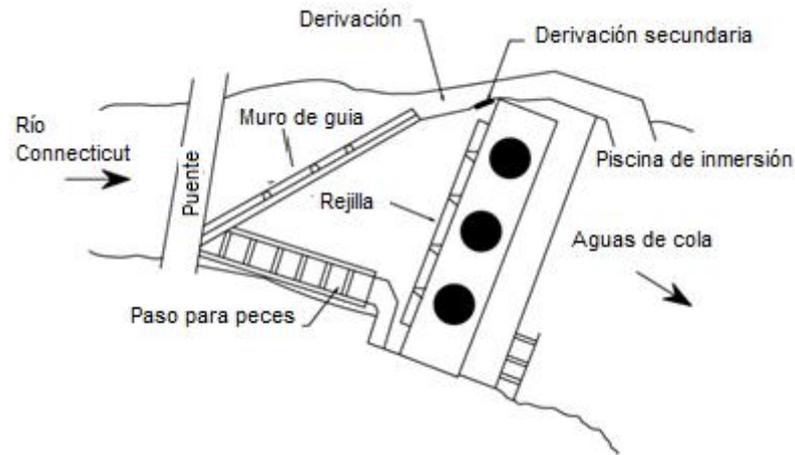


Figura 84: Pared deslizante en la central eléctrica de Bellows Falls (Odeh, et al., 1998)

3.7.3.6.2 Desvíos combinados con rejillas convencionales existentes

Desde la década de 1980 y hasta principios de la década de 2000, se llevaron a cabo investigaciones, principalmente en los EE.UU., Canadá y Francia, para evaluar la eficiencia de los desvíos de superficie, combinados con dispositivos de barras convencionales existentes, en centrales eléctricas para la protección de turbinas (solución no demasiado costosa y engorrosa). La mayoría de los estudios se centraron en salmones jóvenes. Los experimentos han demostrado que la eficiencia de estos sistemas depende en gran medida del efecto de repulsión de las rejillas de las barras sobre el pez, del patrón de velocidad en la entrada del canal y del diseño de la entrada del desvío (Larinier, et al., 2002).

En resumen, para los Salmones del Atlántico, la eficiencia de guía de los desvíos de superficie combinados con los bastidores de barras existentes varía entre el 10-20 % y el 80-90 %. Para espaciamientos de barras mayores de 50 mm, la eficiencia es baja, para espaciamientos de barras de 30-50 mm la eficiencia es media y para espaciamientos de barras de 25 mm la eficiencia es alta (Larinier, et al., 2002).

Los estudios realizados en anguilas revelaron que las eficiencias de los desvíos de superficie o de fondo combinados con los bastidores de barras existentes eran mucho menores que para los salmones del Atlántico, ya que las anguilas no muestran una fuerte repulsión de comportamiento y, por lo tanto, es probable que pasen por los bastidores (Figura 85).

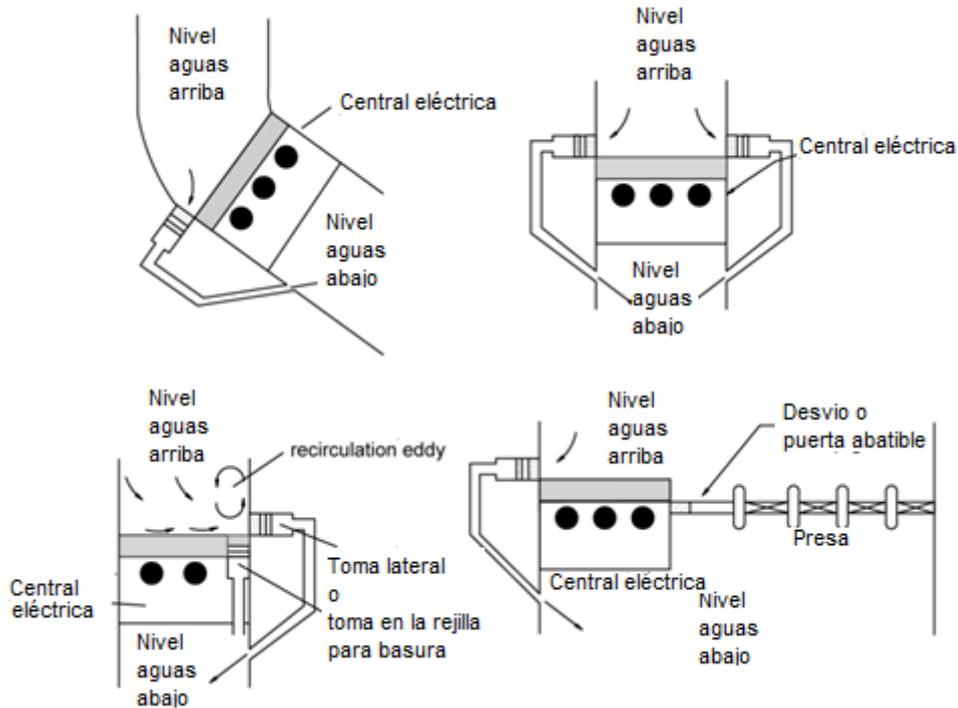


Figura 85: Plano conceptual de ubicación de los desvíos aguas abajo en las tomas de las plantas hidroeléctricas (de Larinier, et al., 2002)

3.7.3.7 Estructuras de guía de peces

El diseño de rejillas o persianas como estructuras de guía para peces debe cumplir con los siguientes criterios: 1) protección y guía eficientes para los peces, 2) pérdidas de carga reducidas, 3) robustez contra la obstrucción de madera flotante y sedimentos y 4) economía (Albayrak et al., 2017).

El desafío es recolectar y guiar un gran número de peces migratorios río abajo con una baja proporción de la descarga (un pequeño porcentaje de la descarga máxima de la turbina). Para lograr una alta eficiencia, las estructuras de guía de peces deben proteger a los peces para que no entren en las turbinas; guiarlos hacia desvíos sin un desfase de tiempo significativo y transferirlos aguas abajo sin ningún daño.

Las estructuras de guía para peces se clasifican en dos categorías principales: (I) rejillas de barras inclinadas y (II) persianas y rejillas de barras en ángulo.

Rejillas de barras inclinadas

Las rejillas de barras inclinadas (Figura 86 y Figura 87) se instalan perpendicularmente a la dirección del flujo y en un ángulo β con respecto al reverso para guiar a los peces hacia uno o varios desvíos de superficie ubicados en la parte superior de la rejilla.

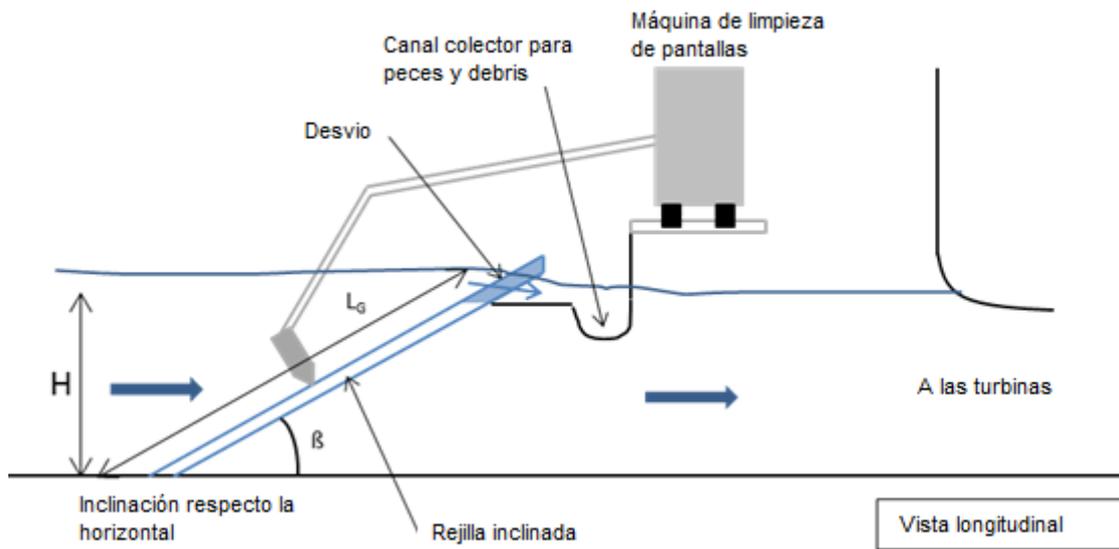


Figura 86: Vista longitudinal de un bastidor de barras inclinado (Fuente: Courret, et al., 2008)



Figura 87: Bastidor de barras inclinado con aberturas al sistema de canal de bypass (Fuente: P. Rutschmann)

Persianas y rejillas de barras en ángulo

Las persianas y rejillas de barras en ángulo se instalan en un ángulo α con respecto a la dirección del flujo en la vista en planta para guiar a los peces hacia una derivación ubicada en el extremo aguas abajo de la rejilla. Se pueden distinguir cuatro tipos de bastidores en ángulo con barras verticales: bastidor de barras en ángulo "clásico" (Figura 88), bastidor de barras en ángulo modificado (CEM) (Figura 89), bastidor de barras en ángulo con barras orientadas en sentido de la corriente y rejilla con barras perpendicularmente al flujo de aproximación (Figura 90).

Estas estructuras de bastidor pueden actuar como una barrera física o de comportamiento. Depende del espacio entre barras y del tamaño del pez. El bastidor constituye una barrera física cuando el espacio entre barras es inferior a $1/10$ de la longitud corporal para la mayoría de las especies, incluidos los salmónidos, y excepto para las anguilas, que requieren un espacio entre barras inferior al 3 % de su longitud (Ebel, 2013). Los bastidores de barras en ángulo con barras horizontales constituyen un quinto tipo (Figura 88). El espaciado típico de las barras

varía entre 10 y 30 mm. Por lo tanto, las rejillas de barras horizontales actúan como barreras físicas para la mayoría de los peces. Para las persianas, los peces perciben las zonas altamente turbulentas alrededor de las barras, reaccionan evitando (barrera de comportamiento) y son guiados hacia la derivación. Este "efecto de rejilla" también existe para la rejilla de barra en ángulo y la rejilla de barra en ángulo modificada.



Figura 88: El bastidor de barras horizontales de la HP de flujo residual Schiffmühle, Suiza, durante la extracción del yacimiento en julio de 2018 (Fuente: J. Meister, VAW)

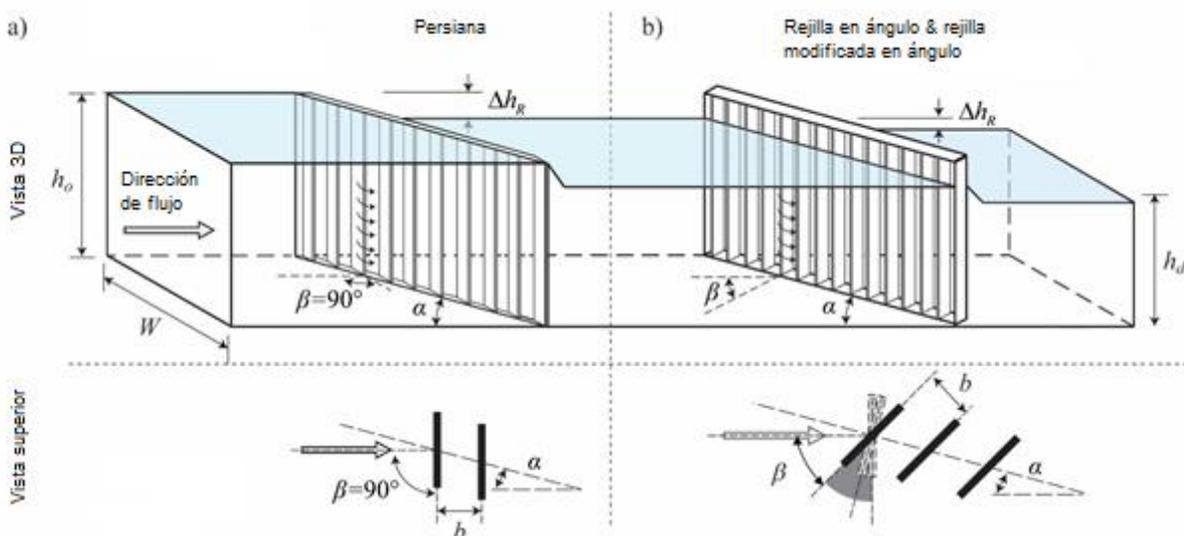


Figura 89: Vista geométrica detallada de la persiana, el bastidor de barras en ángulo y el bastidor de barras en ángulo modificado (CEM) (de Boes, et al., 2017)

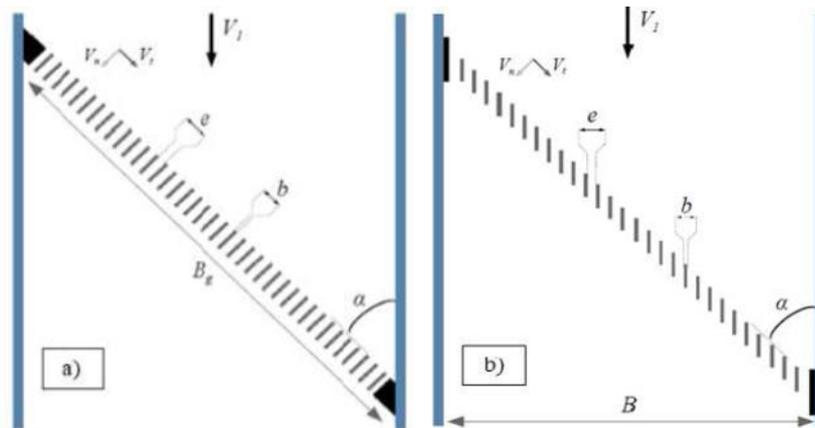


Figura 90: a) bastidor de barra en ángulo "clásico", y b) bastidor de barra en ángulo con barras en la dirección de la corriente (de Raynal, et al., 2014)

3.7.3.8 Bastidores horizontales y diseños innovadores de PH

3.7.3.8.1 Bastidores horizontales

En las regiones montañosas, algunas de las tomas de agua son de tipo fondo, también llamadas tomas tirolesas, particularmente en arroyos con gran transporte de sedimentos y sitios de acceso complejo. Hay muchos ejemplos de estas tomas de agua, principalmente en altitudes más altas, de 1,000 a 1,500 m de altitud, con una población natural de truchas río arriba. La rejilla o la placa perforada se incluye dentro de la cara del vertedero aguas abajo, más o menos inclinada en la dirección aguas abajo para que la basura y los sedimentos sean expulsados por el flujo (toma auto-limpiante). Existen tres tipos de tomas de este tipo: la clásica toma de fondo con barras longitudinales, la toma de agua Lépine con placa perforada y la toma de agua Coanda con barras transversales mediante el efecto Coanda (Figura 91). En las tomas de fondo, la migración de peces río abajo puede manejarse en la propia toma o río abajo en piscinas de desaireación con rejillas de barras "clásicas" para peces combinadas con derivaciones.



Figura 91: Ilustración de la toma de agua de Coanda y ejemplo de la toma de agua de Coanda de Escouloubre (977 m de altitud) en el río Aude, Francia (Fuente: AFB)

3.7.3.8.2 Diseños PH innovadores

Una pantalla horizontal, una turbina Kaplan convencional pero sumergida con generador magnético permanente, una compuerta de esclusa aguas abajo que se puede subir o bajar para la limpieza de la rejilla de basura o durante las inundaciones y con aberturas cerca de la superficie y/o del fondo en la compuerta para peces aguas abajo. La migración son características del concepto de eje hidráulico (Hydro Shaft) de UTM (Rutschmann, et al., 2011, Figura 92). El espacio libre de la barra pequeña (≤ 20 mm), velocidades normales bajas (valor máximo de $0,3 \leq 0,5$ m/s) y aberturas cercanas al fondo y a la superficie en la compuerta de esclusa inmediatamente en la entrada a la turbina y una barrera de comportamiento natural a través La rejilla horizontal paralela inferior está diseñada para proporcionar condiciones favorables para la protección de los peces y el paso de los peces río

abajo. Los experimentos en un prototipo a pequeña escala con truchas, grises, barbos, toros y pececillos mostraron una alta eficiencia para las especies potamodromos. La eficiencia observada es del 100 % para los peces diez veces mayor que el espacio libre de la barra (excepto la anguila) debido a la barrera física del contenedor de basura. Para los peces más pequeños que diez veces el espacio libre de la barra, grandes particiones de peces migratorios aguas abajo pasaron a través de la derivación (por ejemplo, 65 % de peces tipo minnow (*Phoxinus phoxinus*) con 59 mm de longitud corporal promedio, y 60-80 % de peces bullhead (*Cottus gobio*) con 81 mm de cuerpo (Geiger, et al., 2016) dependiendo de la longitud de los peces, la velocidad del flujo y el paso de la barra. Las relaciones encontradas proporcionan en principio un mayor potencial para mejoras ecológicas. Una primera instalación comercial de 450 kW está operativa desde principios de 2020 e investigaciones sobre el paso de peces río abajo se llevan a cabo actualmente.



Figura 92: Visualización del concepto Hydro Shaft (línea superior) y 450 kW en Grossweil, Alemania (línea inferior) (Fuente: línea superior: UTM y línea inferior: A. Sepp)

Reconocimientos

El trabajo y las ideas aquí descritas son producto de las contribuciones de muchas personas de los 26 socios de FIThydro. Este proyecto recibió financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención núm. 727830.

4 Proceso de desarrollo PH

El desarrollo de una PH es un proceso muy complejo, que involucra muchas habilidades especializadas, necesarias para abordar la variedad de problemas que generalmente caracterizan el diseño de un esquema hidroeléctrico.

En detalle, los elementos técnicos incluyen la siguiente área de expertos:

- hidrología;
- geología y geotecnia;
- hidráulica;
- ecología;
- ingeniería civil;
- ingeniería mecánica;
- ingeniería eléctrica;
- ingeniería electrónica.

Además, se solicita un peritaje específico para la gestión de licitaciones, procedimientos de autorización y cierre financiero de la inversión.

Por eso es muy importante que el proyecto de una central hidroeléctrica sea abordado por un equipo capaz de trabajar en estrecha colaboración.

Para SHP, este enfoque puede resultar demasiado caro y, por lo tanto, muchas de las habilidades se confían a un pequeño equipo o incluso a un solo diseñador, que debe integrar el bajo nivel de especialización en determinadas áreas con una larga experiencia específica en el campo hidroeléctrico.

4.1 Proceso de planificación y diseño

Un problema típico del proceso de diseño no es solo técnico, sino también de cómo financiarlo.

Esto se debe a que desarrollar un plan detallado corre el riesgo de gastar dinero sin tener la certeza de que luego se construirá la planta o, en todo caso, sin saber primero cuál será su posible rentabilidad.

Por esta razón, es apropiado proceder con los pasos intermedios, de menor costo, antes de incurrir en los costos significativos de un estudio de factibilidad real.

Los pasos del proceso de diseño pueden ser los siguientes.

1. Selección de sitio
2. Estudio de prefactibilidad
3. Estudio de factibilidad
4. Diseño de construcción

Cada paso corresponde a una parte del costo final del diseño y esto permite evitar altos costos al inicio y también calibrarlos de acuerdo con los fondos disponibles: por ejemplo, el estudio de factibilidad se puede desarrollar solo después de haberlo verificado, a través de un estudio de prefactibilidad, que la planta tiene buenas posibilidades de ser viable desde el punto de vista técnico, ambiental, legal y, finalmente, financiero.

4.1.1 Selección de sitio

El proceso de selección del sitio generalmente comienza con un análisis teórico realizado en la oficina y se lleva a cabo mediante visitas in situ.

La primera selección, realizada sobre una base cartográfica (mapas de terreno en papel o digitales), tiene como objetivo identificar las secciones del curso de agua donde el gradiente de energía, es decir, el potencial gravitacional por unidad de longitud (kW/km), tiene los mayores valores. Esto ocurre normalmente en las secciones entre la confluencia de un río (maximización de los caudales disponibles) y cascadas (maximización de la altura). Para algunos países, los estudios generales están disponibles sobre sitios adecuados para la explotación hidroeléctrica y son un buen punto de partida para una selección preliminar del sitio.

Una vez identificado un tramo de río interesante, es obligatorio realizar una o más visitas al sitio, que constituyen básicamente la primera evaluación de viabilidad.

De hecho, estas visitas in situ son una forma de comprobar si existen limitaciones en el emplazamiento, es decir, situaciones que indudablemente desaconsejen la construcción de la planta, evitando así los costes de las fases posteriores del estudio. El tema de esta visita no será numérico, sino solo SI, vale la pena continuar con un estudio más profundo, o NO, mejor detenerse de inmediato para no desperdiciar dinero.

Las limitaciones de muerte pueden ser de diferentes tipos; los más usuales son:

- inestabilidad de los taludes, por su naturaleza geológica, de la zona donde se prevé instalar las principales estructuras de la central: destacamos que, por experiencia común, los imprevistos geológicos son la principal causa del aumento de los costos de construcción de las centrales hidroeléctricas llegando a veces incluso a provocar su abandono en la fase ejecutiva;
- mala calidad geotécnica del terreno sobre el que se van a construir los cimientos de las obras principales (como toma, estanque, bloques de anclaje de compuertas y casa de máquinas), o presencia de agua subterránea muy próxima a la superficie del terreno; Los trabajos geotécnicos temporales a menudo son una parte muy importante de los costos civiles, especialmente para plantas de baja carga, además son una actividad que consume mucho tiempo;
- niveles de inundación del río que requieren grandes y costosas obras de protección;
- identificación de los usos existentes o previstos del agua disponible para beber, fines agrícolas o industriales, que pueden ser priorizados por ley o por derechos ya declarados sobre el hidroeléctrico previsto;
- Facilidades de acceso problemático a las partes clave de la planta y en particular a las obras de captación: técnicamente, cualquier dificultad puede superarse, pero los costos pueden volverse insostenibles, en referencia a la rentabilidad de la planta, especialmente en el caso de plantas pequeñas;
- alta sensibilidad ambiental de las áreas involucradas en el esquema: también en este caso se pueden encontrar soluciones técnicas adecuadas, que sin embargo pueden causar impactos significativos en la rentabilidad de la inversión;
- existencia de problemas críticos para la adquisición de las áreas necesarias para albergar las estructuras de la planta, por ejemplo, por el alto valor económico del terreno; alta división de propiedades; se esperaba la oposición de los propietarios para vender las áreas; presencia de áreas tabú por razones religiosas o relacionadas con tradiciones específicas.

Una observación muy importante: esta primera fase, y en particular el reconocimiento in situ, debe ser realizado por un ingeniero con mucha experiencia en centrales hidroeléctricas, porque se requiere una gran capacidad para identificar las limitaciones más significativas, para ser investigadas más a fondo, basadas en solo en lo que ve o con la ayuda de medidas muy simples.

Estamos acostumbrados a comparar esta fase con la primera exploración en los primeros auxilios, donde la experiencia del médico que la realiza es fundamental para evaluar rápidamente la gravedad de los síntomas y decidir qué exploraciones instrumentales se deben realizar.

4.1.2 Estudio de Prefactibilidad

El estudio de prefactibilidad tiene como objetivo decidir si se continúa con el proyecto y, de ser así, conformar el equipo que lo seguirá y buscará los recursos económicos para financiarlo.

En esta fase del proceso de diseño, se elige el esquema de la planta de entre todas las alternativas posibles; esto permite verificar con buena aproximación la viabilidad del proyecto desde el punto de vista técnico, ambiental, legal y financiero.

En definitiva, el principal aspecto de un estudio de prefactibilidad es una valoración económica de la inversión, integrada con una descripción técnica del trazado de la planta con un nivel de detalle adecuado para identificar, con suficiente fiabilidad, los costes (constructivos y operativos), la producción esperada, el destino de la energía producida y su valor, los impactos ambientales y su mitigación, el proceso de autorización y el tiempo de construcción. Otro tema importante es el capítulo Recomendaciones, donde se citan temas críticos para ser enfrentados y eliminados en las siguientes fases de diseño. Por ejemplo, estos problemas críticos pueden estar relacionados con la geología, los contratos de venta con particulares o servicios públicos, permisos de diversos tipos o aspectos técnicos particulares del esquema.

Los dibujos que acompañan al estudio de prefactibilidad tienen el nivel mínimo necesario para ilustrar completamente las opciones de la planta y calcular los costos de forma paramétrica, es decir, partiendo de una base de datos de esquemas similares.

Desde el punto de vista técnico, los cuatro pilares en los que se basa el estudio de prefactibilidad son los siguientes.

- Topografía. Permite definir los principales problemas que afectan los costos de la planta y sus rendimientos, como la altura bruta y la longitud de los cursos de agua. La mejor opción para los esquemas de baja carga es el levantamiento in situ por medio de una estación total. De lo contrario, se puede adquirir una evaluación adecuada, a nivel de prefactibilidad, en mapas de papel o digitales, si están disponibles. Los valores de los dispositivos GPS simples deben comprobarse cuidadosamente antes de utilizarlos en los cálculos.
- Hidrología. Permite definir los caudales significativos de ríos y plantas, que son: caudal mínimo durante la época seca, crecida máxima con diferentes períodos de retorno (10; 50; 100 años); caudal reservado para fines ecológicos, caudal máximo desviado por la planta; caudal medio de la planta sobre una base plurianual (5 años mínimo; 15 mejor; 30 mejor). Si no se dispone de mediciones directas, en el nivel de prefactibilidad, los datos de entrada para el análisis hidrológico pueden derivarse de áreas de drenaje similares o de datos de la literatura sobre tasas de flujo y distribución de lluvia.
- Análisis ambiental. Es muy necesario un análisis preliminar de las limitaciones ambientales para evaluar sus resultados, que afectan el caudal real explotable y los costos del esquema, debido a las medidas de mitigación durante las fases de construcción y operación.
- Procedimientos de autorización. Los procedimientos de permisos / licencias pueden tener resultados dramáticos en los costos de diseño y construcción, y también en el tiempo de implementación del proyecto.

Además de los temas antes mencionados, el estudio de prefactibilidad debe estar respaldado por un análisis de mercado para identificar a los compradores de la electricidad generada, precios preliminares y duración del contrato de compra de energía.

4.1.3 Estudio de factibilidad

El estudio de factibilidad permite definir el proyecto de la planta en todos los detalles, eliminando cualquier problema crítico informado en el estudio de prefactibilidad. Los planos del estudio de viabilidad se basan en levantamientos topográficos detallados, los costos de la obra civil se calculan analíticamente y los de las obras electromecánicas se basan en ofertas de potenciales proveedores.

Básicamente, el estudio de factibilidad tiene la misma estructura que el estudio de prefactibilidad, pero se basa en aportes más específicos del sitio y análisis más detallados. En particular:

- Topografía: como sea que se realice, debe tener un nivel de detalle al menos equivalente a un levantamiento realizado por una estación total
- Hidrología: posiblemente basado en conjuntos de datos de medidas tomadas directamente en la sección de ingesta. Un buen enfoque es instalar una estación de medición en la sección de admisión inmediatamente después de la primera evaluación positiva del sitio, para tener alguna medición directa al menos durante el tiempo entre la selección del sitio y el estudio de factibilidad.
- Evaluación ambiental: si se trata de sitios particularmente sensibles, se debe profundizar con mediciones directas en el sitio de los parámetros más críticos para la biología del río.
- Geología y geotecnia: si se supone que existen situaciones críticas, se recomienda tomar muestras de sondeo o perforación del subsuelo y analizarlas en un laboratorio; esto suele ser obligatorio para esquemas de baja carga.

El análisis de mercado también debe profundizarse en términos más realistas que el reportado en el estudio de prefactibilidad.

4.2 Proceso de permisos y licencias

La implementación de un SHP involucra muchas y muy diferentes reglas, una a nivel nacional, otras a nivel regional, provincial o incluso municipal, y esto significa tiempos y costos significativos para conseguir todo lo necesario para iniciar la construcción de la planta y la producción de energía.

Por lo general, se necesitan al menos las siguientes licencias / permisos.

- Derecho de agua
- Generación de energía
- Impacto en la calidad del agua, la flora y fauna del río y todos los aspectos ambientales
- Ley de construcción y requisitos de construcción
- Conexión a la red
- Propiedades de la tierra.

Por lo general, los procedimientos más críticos están relacionados con la licencia de uso de agua, porque involucran aspectos técnicos y ambientales del proyecto y, además, pueden estar bajo la competencia de otros proponentes interesados en la misma explotación de agua.

En general, un enfoque bastante efectivo es compartir el proyecto con las comunidades locales, una vez adquirido el derecho de agua, para eliminar, o mitigar al menos, las principales causas de oposición.

Este enfoque facilita también los trámites de autorización a nivel Nacional o Regional, y puede evitar problemas durante la fase de construcción, siempre crítica.

4.3 Cierre financiero

En el estudio de prefactibilidad se puede citar una encuesta financiera, basada en los insumos financieros habituales, pero a nivel de factibilidad, el análisis financiero y el diseño del esquema de financiamiento final deberían ser mejor realizados por el gerente financiero del proponente o por un consultor externo.

Esto se debe a que la evaluación financiera final es muy sofisticada y requiere algunos insumos que dependen estrictamente de la situación específica del proponente, como por ejemplo: posibles ahorros en la tributación

de las ganancias del proponente después de la inversión; facilidades de depreciación específicas por ley; participación accionaria de la inversión; facilidades de acceso ya existentes a préstamos bancarios para el proponente; Incentivos nacionales o internacionales a la producción de RES o, en general, a nuevas inversiones, etc.

Asimismo, los costes de gestión de la planta pueden verse afectados por situaciones particulares del proponente, como, por ejemplo, equipos ya existentes que gestionan otras centrales hidroeléctricas o los equipos instalados en las empresas propiedad del proponente; empresas externas especializadas en la gestión de la planta disponibles no muy lejos del emplazamiento de la planta, facilidades de seguros específicos para el proponente, etc.

En consecuencia, el diseñador técnico debe proporcionar las siguientes cuestiones con gran precisión al proponente:

- riesgos, costos de construcción;
- programa de construcción, incluido el flujo de caja relacionado;
- producción anual de energía (la cantidad neta que se puede vender) y fecha prevista de inicio de la producción (inicio de ingresos);
- costos de operación y mantenimiento (mano de obra, repuestos y depreciación técnica);
- vida técnica de los principales componentes de la planta: obra civil (se pueden establecer diferentes valores para toma, presas, vías fluviales, casa de máquinas e instalaciones auxiliares); equipo electromecánico (diferentes valores para máquinas rotativas; componentes eléctricos; dispositivos electrónicos, líneas eléctricas, etc.)
- un análisis de que se tomará como base para los contratos de seguro.

4.4 Construcción y puesta en servicio

Antes de comenzar con las actividades de construcción, se debe implementar un diseño de construcción, también llamado diseño detallado.

Básicamente, contiene todos los detalles constructivos, como las barras de acero para el hormigón armado; esquemas detallados para el rastreo de las estructuras de la planta en el sitio; especificaciones técnicas de los materiales de construcción, documentación del contrato para los proveedores, etc. Además, incluye las especificaciones técnicas de los suministros electromecánicos, que son principalmente unidades generadoras, unidades y cuadros de control de planta, celdas eléctricas, transformadores, instalaciones de control remoto, grúas, líneas eléctricas.

Dado que los procedimientos de autorización a menudo causan cambios en el proyecto inicial, el diseño de la construcción solo debe implementarse después de que se hayan obtenido todos los permisos y licencias.

El diseño debe cumplir con las normas nacionales, pero, si las normas nacionales no cubren todos los aspectos de la energía hidroeléctrica, puede ajustarse a las internacionales, como las normas EN-ISO o las directrices de CIEEU.

El diseño de la construcción también es una buena documentación para gestionar las principales adquisiciones, porque describe en detalle las obras, los suministros y las limitaciones específicas del sitio que podrían afectar la obligación contractual y los precios.

Con respecto a las actividades de construcción, es una experiencia común que la construcción de la central hidroeléctrica es un proceso largo, porque muy a menudo se ubica en áreas remotas caracterizadas por instalaciones de bastante difícil acceso. Además, las condiciones climáticas pueden interferir con las actividades en el lugar, incluso deteniéndolas durante las temporadas de lluvia o frío. Otras limitaciones de tiempo provienen del suministro de equipos, que necesita una cantidad significativa de meses para entregarse y ponerse en servicio; los transportes de ultramar y los procedimientos aduaneros conexos, en ocasiones complejos y laboriosos; la carretera de acceso y otras infraestructuras a construir previamente, o tener que rehabilitar después de cada

época de lluvias. Teniendo en cuenta todos estos elementos, la construcción de Centrales Hidroeléctricas Pequeñas, suele tardar entre 12 y 24 meses.

Cuando la planta finalmente se ha completado, el diseño entra en otra fase desafiante, la puesta en marcha de la planta.

Un procedimiento de puesta en servicio típico sigue los siguientes pasos.

- Una inspección general de las obras y equipos, para verificar que cumplen con las especificaciones contractuales.
- Verificar que la documentación relevante relativa a las certificaciones y pruebas de calidad en fábrica o in situ esté disponible y sea coherente
- Prueba en seco, para verificar el funcionamiento básico, principalmente los relacionados con la situación de emergencia (válvulas de seguridad y compuertas, por ejemplo)
- Prueba de activación y funcionamiento de la cadena de puesta en marcha de la planta hasta la capacidad máxima, incluyendo el paralelo automático con la red nacional si se solicita
- Pruebas de rendimiento para evaluar la eficiencia de la unidad (global o por separado para turbina y generador, según las declaraciones contractuales)
- Prueba de funcionamiento de prueba, que significa monitorear la unidad en operación sin fallas durante un tiempo establecido (generalmente de 10 a 15 días para PH)
- Formación específica y exhaustiva de los operadores de la planta

Solo después de que la planta pase todas las pruebas mencionadas anteriormente, puede comenzar el período de garantía del equipo.

Para finalizar la puesta en servicio, se recomienda encarecidamente entregar la versión “tal como se construyó” del dibujo, que son elementos clave para llevar a cabo las actividades de Operación y mantenimiento de la planta de una manera segura y eficiente.

4.5 Operación y mantenimiento (O&M)

El rendimiento de la planta, y también su vida útil, dependen drásticamente de la calidad de operación y mantenimiento.

Para conseguirlo, la mejor forma es introducir en los contratos con los principales proveedores una clara obligación de realizar una formación exhaustiva de los operadores, basada en manuales y ejercicios prácticos claros y completos.

Al final de las actividades de formación, se solicita a los operadores que las evalúen, declarando que han recibido una formación satisfactoria para operar la planta de forma segura en cada situación de trabajo.

Una mejora muy significativa debería ser involucrar a los futuros gerentes de planta en las actividades de montaje, para que logren un conocimiento profundo trabajando directamente en los equipos que deben mantener posteriormente.

Es importante subrayar que los manuales de proveedores son solo una parte del manual de operación y mantenimiento de la planta, el cual debe incluir las instrucciones para operar y mantener las obras civiles e hidráulicas, que típicamente pueden ocasionar los cortes más dramáticos y peligrosos de la planta hidroeléctrica.

Un índice típico de O&M consiste en los siguientes capítulos, al menos.

- Descripción de la planta y límites operativos
- Documentación administrativa (permisos, licencias, contratos, informes de seguimiento y puesta en marcha, ...)
- Documentación técnica (como planos de construcción, especificaciones técnicas, manuales de equipos, ...)

- Instrucciones para activar la derivación de agua (descripción detallada de las operaciones en compuertas y válvulas; parámetros a monitorear durante la operación, ...)
- Instrucciones para arrancar y parar las unidades generadoras y gestionarlas en todas las condiciones de funcionamiento.
- O&M: actividades diarias, semanales, mensuales y anuales, incluidas también en listas de verificación adecuadas
- Plantilla del registro donde se registra cada actividad de O&M

5 Financiamiento de proyectos para pequeños proyectos hidroeléctricos internacionales

Los principales conceptos subyacentes a los términos y condiciones de financiación son 1) los determinantes de riesgo teóricos del Modelo de fijación de precios de activos de capital y 2) el método de financiación, es decir, financiación corporativa y/o de proyectos. Para facilitar la comprensión del panorama financiero para la financiación del acceso a la energía en los mercados emergentes, se explican primero algunos conceptos financieros. Estos son: 1) El modelo de fijación de precios de activos de capital (MVCAC) y 2) Financiamiento de proyectos versus financiamiento corporativo.

5.1 El modelo de fijación de precios de los activos de capital

En finanzas, el MVCAC es un modelo utilizado para determinar una "tasa de rendimiento requerida" teóricamente apropiada de un activo que permite tomar decisiones sobre la adición de activos a una cartera diversificada (Chong, Jin y Philips, 2013 y Chen, 2019). El MVCAC es un modelo para la fijación de precios de un valor o cartera individual, derivado del mundo académico de los años 70 del siglo pasado. Los detalles del MVCAC se pueden encontrar en cualquier libro de texto de finanzas. La relación subyacente entre el riesgo percibido en combinación con el valor temporal del dinero y la recompensa requerida es central en el modelo (cuanto mayor es el riesgo percibido, mayor es el rendimiento requerido).

El MVCAC (internacional) va acompañado de una fórmula (Kenton, 2020) que se muestra aquí ya que se hará referencia a algunos componentes más adelante en este capítulo.

La **tasa de rendimiento libre de riesgo** representa el valor temporal del dinero y suele ser una inversión en bonos gubernamentales de alta calificación crediticia (AAA, por ejemplo), una inversión de "riesgo cero".

$$ER_i = R_f + \beta_i(ER_m - R_f)$$

Donde:

ER_i = Retorno esperado de inversión

R_f = Tasa libre de riesgo

β_i = Beta de inversión

$(ER_m - R_f)$ = Prima de riesgo del mercado

La **beta de una inversión** es "una medida de cuánto riesgo agregará la inversión a una cartera que se parece al mercado (una beta mayor que uno aumenta el riesgo de una cartera, menor que uno reduce dicho riesgo)". La **prima de riesgo de mercado** es el rendimiento esperado por los inversores o prestamistas además de la tasa de rendimiento libre de riesgo.

El riesgo percibido y la traducción en la recompensa requerida a nivel de propuesta individual se conoce como el "costo de capital". Como herramienta de inversión dicta invertir en iniciativas y proyectos que proporcionarán retornos que excedan el costo de su capital. El costo de capital incluye tanto el costo del capital social como de la deuda de manera ponderada de acuerdo con una estructura de capital preferida o existente de un proyecto o empresa. Calculado de esta manera se le conoce como el "Costo de capital promedio ponderado" (CCPP).

El **costo de la deuda** es la tasa de interés que se cobra a una empresa o al proyecto, pero neto de los impuestos corporativos, ya que los intereses en la mayoría de los casos son deducibles de impuestos. Esto también se puede capturar en una fórmula según el cuadro de la derecha (ver MVCAC fuente).

$$\text{Costo de la deuda} = \frac{\text{Gastos por intereses}}{\text{Deuda total}}(1 - T)$$

Donde:

Gastos por intereses = Intereses pagados sobre la deuda actual de la empresa

T = Tasa impositiva marginal de la empresa

En términos generales, el costo de las acciones es más complicado de calcular, ya que la tasa de rendimiento requerida por los inversionistas no está tan claramente definida en comparación con el costo de la deuda, en específico el componente 'beta' que a menudo se aborda como un beta promedio de un grupo de empresas similares (que cotizan en bolsa). Para el costo de capital se realiza el mismo cálculo que en el MVCAC y se muestra en la fórmula.

$$\text{MVCAC}(\text{costo de equidad}) = R_f + \beta(R_m - R_f)$$

Donde:

R_f = Tasa de rendimiento libre de riesgo

R_m = Tasa de rendimiento del mercado

El trabajo del MVCAC en propuestas de energía renovable se ha investigado en un proyecto H2020 llamado Aures II (2020). Es interesante conocer las diferencias que Aures encontró en el costo del capital (rango 6.0-20.0 %), el costo de la deuda (rango 1.7-11.0 %) y el costo total de capital (rango 3.0-13.7 %) para los 28 países europeos en ese momento (2014-2016). Las diferencias se atribuyeron a

1. riesgos específicos del país (independientemente de los riesgos de energía renovable),
2. prima de riesgo de energía renovable específica para el país respectivo, y
3. competencia entre inversores y bancos. Además, se ha encontrado que los efectos del costo de capital sobre el costo nivelado de la electricidad (CNE) son muy significativos.

El "riesgo" es un concepto relativo y, en finanzas, a menudo se divide en componentes. Un buen ejemplo es el "riesgo país", que en el estudio anterior de Aures es una de las principales causas de las diferencias en el MVCAC, por no hablar de los mercados emergentes. Esta categoría de riesgo está ampliamente cubierta, entre otras, por "agencias de crédito". Una calificación por debajo de BBB es sin grado de inversión o "especulativa". Los proyectos o empresas, en general, no pueden tener una calificación más alta que el país en el que están establecidos / operan. Los bancos internacionales (comerciales) deben cumplir con los requisitos de solvencia de Basilea (los requisitos normativos internacionales para las instituciones financieras) que son demasiado altos para las actividades en países con calificaciones especulativas; el precio de un préstamo para compensar esto simplemente conduciría a inversiones antieconómicas frente a -visto lo que, por ejemplo, pueden ofrecer las instituciones de desarrollo financiero ('IDF').

El "riesgo país" es una de las varias categorías de riesgo que están en juego en la evaluación de riesgos de una clase de riesgo de activos de energía renovable. Probablemente sea el más importante ya que determina en gran medida las posibilidades en las finanzas. Tenga en cuenta que las agencias de crédito realizan tareas de calificación mediante un análisis riguroso donde todos los riesgos evaluados se ponderan relativamente entre sí. Las propuestas de energía renovable en los mercados emergentes a menudo no tienen una calificación crediticia asociada.

5.2 Proyecto versus finanzas corporativas

Otro concepto importante para comprender la financiación del acceso a la energía en los mercados emergentes es la comprensión de dos formas distintas de financiar un activo. Un "activo" en este capítulo se utiliza como referencia a una propuesta de energía renovable en forma de proyecto de generación de ingresos o corporativo.

Una inversión en las acciones del proyecto o en una empresa se conoce como un activo para el proveedor de capital y un préstamo para el proyecto o la empresa es una posición establecida para un proveedor de préstamos.

Finanzas se trata de **análisis de riesgos, mitigación de riesgos y asignación de riesgos**. De muy alto nivel, se presenta en dos tipos: 1) finanzas corporativas (o de empresas) y 2) finanzas de proyectos.

La financiación de proyectos se originó a partir de la asignación de financiación a una empresa externalizada (nueva) porque la financiación corporativa crearía demasiado riesgo de un solo activo en el balance de la empresa, es decir, la industria petrolera utilizó esta estructura porque una empresa de exploración podría haber un tremendo impacto en el balance.

Debido a las crisis energéticas de 1973 y 1979, los Estados Unidos adoptaron una legislación mediante la Ley de Políticas Legislativas de Servicios Públicos (LPLSP) en 1978, con el objetivo en primera instancia de eficiencia energética, pero utilizada en la década de 1980 para introducir la generación de electricidad del sector privado **en el esquema de productor de energía independiente** ('IPP') con parámetros preestablecidos como 40 % de capital y un cierto umbral mínimo de retorno de capital (Historia Americana, 2020). PURPA permitió una gran parte de los pagos "garantizados" por la capacidad agregada a la red ("Tarifas de capacidad") y algunas tarifas para compensar el costo de funcionamiento completo ("Tarifas de energía"). Este esquema de "EPEI" se exportó a mercados emergentes a través de empresas como Enron, AES, pero también en otros sectores de infraestructura como el agua. El principio subyacente es el MVCAC que estipula a.o. que un mayor riesgo (percibido) requiere una mayor rentabilidad esperada de las acciones, como se indicó anteriormente. Por lo tanto, en un 40 % de capital en un proyecto, los requisitos de retorno en África a menudo tienen > 20 % (Harper, 2015) por año (en moneda fuerte) además de estrictas medidas de mitigación de riesgos como cláusulas de compensación por terminación total, etc. garantizado por el gobierno respectivo o incluso reservado ya.

La financiación de proyectos consiste en préstamos a un vehículo / empresa con fines especiales ("VPE"). La financiación de proyectos se basa en el análisis del flujo de caja futuro tal como se presenta en un plan de negocios y se refleja en un modelo financiero. El convenio clave de 'monitoreo' es el índice mínimo de cobertura del servicio de la deuda (PSCD) que refleja cuánto efectivo neto se requiere en el futuro en relación con la obligación del servicio de la deuda, es decir, si 100 es el servicio de la deuda (interés + reembolso del principal) en un año dado que el PSCD necesita calcular cómo se relaciona el efectivo neto con esto (si el efectivo neto es 150 en ese año, el PSCD es 150: 100 = 1.50x).

Las finanzas corporativas son préstamos a una entidad corporativa, ya sea una empresa nueva o establecida. En las finanzas corporativas, la capacidad de endeudamiento se determina por el historial de la empresa y la solidez del balance, entre otros, el capital disponible o la posibilidad de reclamar capital si se considera necesario (por ejemplo, por sobrecostos). La capacidad de servicio de la deuda a menudo se considera maximizada frente a una posición de capital (incluida la deuda subordinada) de aproximadamente el 40 % del balance, es decir, un 60 % de endeudamiento, pero obviamente está justificado por el plan de negocios subyacente sobre las posibilidades futuras del servicio de la deuda. Los convenios clave de "monitoreo" son el índice de deuda: capital (Relación Deuda Capital) y el índice de liquidez. Los coeficientes de liquidez expresan la capacidad de la empresa para cumplir con obligaciones a corto plazo, como el coeficiente circulante, que determina los activos líquidos a corto plazo divididos por las obligaciones (deudas) a corto plazo y que indica una situación saludable si este coeficiente es 1,5 veces mayor.

Las finanzas corporativas pueden ser consideradas por un prestamista o inversionista en cualquier momento, la financiación de proyectos generalmente funciona hacia un momento ("cierre financiero"). Las carteras de "proyectos" más pequeños (como la energía solar en la azotea) pueden tener ambos elementos de tiempo simultáneamente (un préstamo a la empresa, pero que se permite el desembolso para alcanzar hitos en cada nivel de proyecto en la azotea), pero la mayoría de las veces, el financiamiento secuencial es el caso. También es bueno mencionar que las finanzas corporativas tienen que considerar mucho más los intereses creados de, por ejemplo,

los prestamistas existentes (nuevos préstamos sujetos a la aprobación de los prestamistas existentes) en comparación con la financiación de proyectos.

Los esquemas MVCAC y EPEI se desarrollaron en el siglo pasado y tuvieron una fuerte influencia entre sí. La legislación que acompaña a los esquemas de PPI para permitir un entorno propicio para la movilización de los financiadores del sector privado sirvió como estándar para muchos otros países. En los bancos, el proceso de asignación de riesgo en los EPEI y el apoyo gubernamental se convirtieron en los parámetros para la financiación de los PPI detallados en los "documentos de política interna". Estas políticas permiten a la "oficina principal" estructurar las transacciones de una manera que los analistas de crédito puedan evaluar en función de las políticas internas de inversión o préstamos. Además, para vender préstamos a otros financiadores, las políticas son aceptadas hasta cierto punto entre la mayoría de las instituciones financieras que se centran en el sector energético.

La energía renovable como una **"clase de activo"** financiero puede ser financiada muy bien por el sector privado y se presta para una estandarización extensa y con ello la titulización. Comprender la financiación de la energía renovable por parte del sector privado en los mercados financieros "perfectos" deja en claro dónde es diferente la financiación en los mercados financieros "imperfectos", lo que incluye los mercados en los que HYPOSO tiene su enfoque. Esta comprensión permite determinar las mejores intervenciones, si las hay, pero también permite mapear de manera realista las fuentes de financiamiento, ya que no están tan extendidas en mercados imperfectos.

Las soluciones completas basadas en el mercado son menos rentables en los mercados emergentes y las transacciones negociadas o 'no solicitadas' son difíciles de aceptar por parte de los gobiernos ('mañana se puede ofrecer un mejor trato'), por lo que en la práctica el régimen de alimentación demostró ser valioso durante muchos años en muchos países. Hoy en día, cada vez más países adoptan un "sistema de subasta", ya sea dentro de un régimen de alimentación (proporciona un precio de oferta máximo superior) o no.

La Unión Europea se dio cuenta de la importancia de las subastas hace muchos años y apoyó a un gran consorcio en el marco del programa H2020 para definir el entorno propicio para las subastas. El proyecto H2020 se denomina Aures, que promueve subastas efectivas de energía renovable (proyecto AURES, 2017). Los modelos de entrega también son aplicables a proyectos hidroeléctricos, aunque las características de los proyectos hidroeléctricos no permiten fácilmente licitaciones / subastas, ya que la mayoría de los proyectos son muy específicos del sitio. Los gastos incurridos para el desarrollo de dichos sitios suelen ser una barrera en caso de que al final se solicite una licitación (proyecto AURES II, 2020).

5.3 Fuentes de financiación

Debido a las regulaciones de Basilea, los bancos comerciales internacionales no son muy activos, si es que lo hacen, en la financiación de energía renovable directamente en los mercados emergentes, dejamos solo los activos hidroeléctricos a pequeña escala. Si están activos en mercados emergentes, lo son en la financiación de activos, por ejemplo, que requieren plazos mucho más cortos en comparación con las energías renovables, de 3 a 5 años (en transacciones de telecomunicaciones, por ejemplo) frente a 10 a 18 años.

Sin los bancos internacionales, el sector privado desde la perspectiva de la financiación está en gran parte ausente y, por lo tanto, también los 'vehículos puente' para inversores institucionales, fondos de pensiones, compañías de seguros, prestamistas minoristas, etc. de fuentes financieras para energías renovables en países emergentes con calificaciones sin grado de inversión:

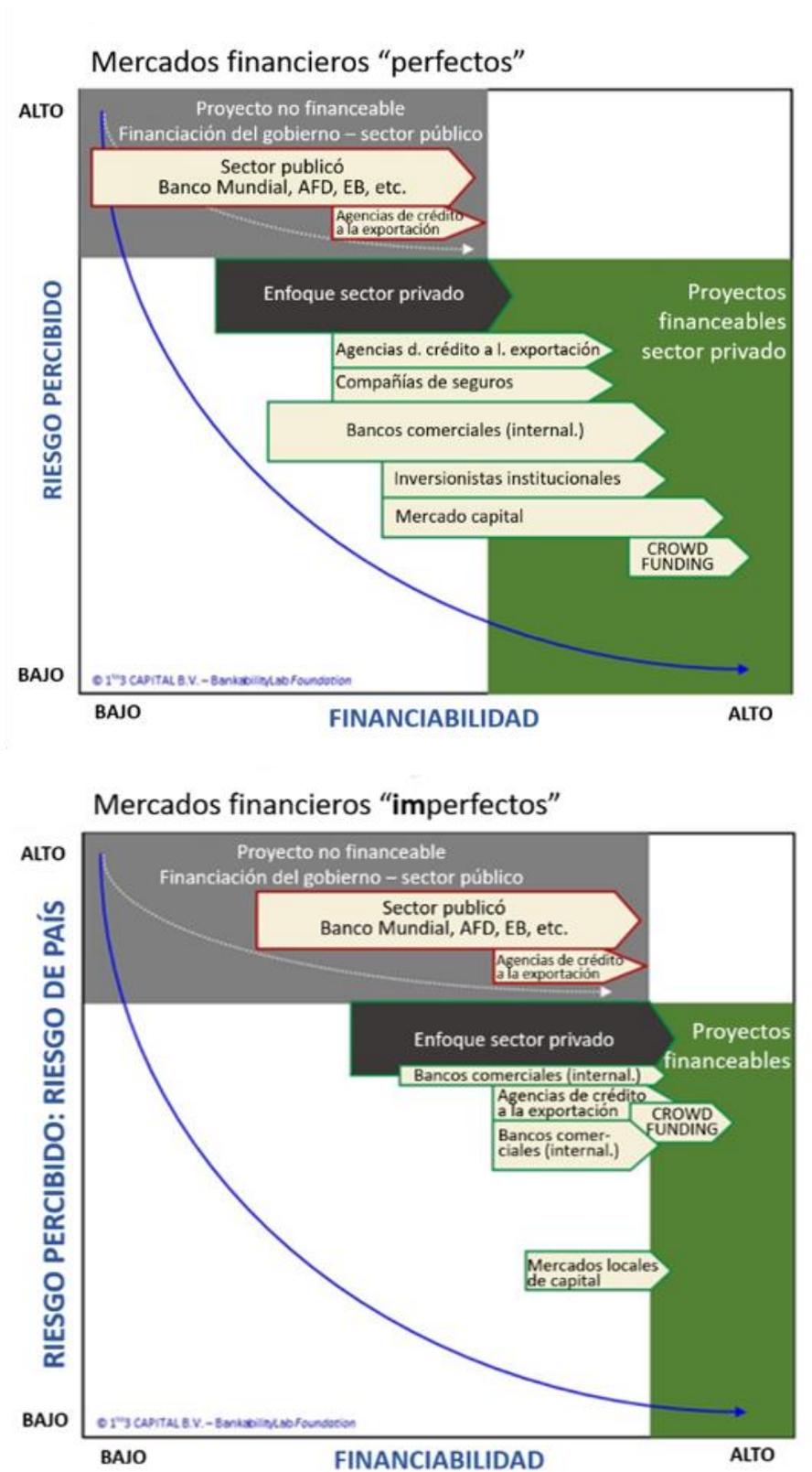


Figura 93: Mercados perfectos e imperfectos (1to3 capital)

Estos gráficos (demasiado simplificados) tienen como objetivo mostrar la falta de algunas fuentes de financiación para las energías renovables, como inversores institucionales, bancos comerciales, etc. en los mercados emergentes, al menos ausentes en la escala deseada. Debido a la falta de algunos bloques importantes de financiación, también el número de proyectos financiables se queda corto con las expectativas y los objetivos internacionales

para 2030 con respecto a los objetivos del cambio climático. Los proyectos que se desarrollen deberán ser adoptados por instituciones menores y relativamente más de estas instituciones son agentes de desarrollo que, en principio, 'no pueden' asesorar, ya que entonces también necesitan proporcionar el dinero (son los llamados 'prestamistas de última instancia') y son 'iguales', por lo tanto, aparte de la IFC, ninguno de ellos se destaca como un acuerdo principal con suscripción 'en nombre de otros, que es un enfoque común entre los bancos comerciales. "No hay proyectos financiables" se menciona a menudo para África y los países del sudeste asiático. Otras regiones como América Latina enfrentan una falta de financiamiento para cierto tipo de proyectos como energía hidroeléctrica a pequeña escala, movilidad eléctrica, etc. Además, debido a que las instituciones de desarrollo no pueden distorsionar el mercado, el MVCAC está muy bien informado en las decisiones de financiamiento en los mercados emergentes. mercados, no importa si uno apoya en absoluto el esquema MVCAC teórico. Tenga en cuenta que 'prestamista de última instancia' también indica a menudo que hay una falta de capital en el mercado, que es un soporte que también ofrecen las instituciones de desarrollo, por lo tanto, a menudo en la misma transacción se proporciona capital y deuda, lo que debe ser mayor. ser conforme al mercado, es decir, a prueba de MVCAC. Sin embargo, la financiación está disponible para y en los mercados emergentes a través de esquemas que trabajan inteligentemente con o alrededor de estas reglas de conformidad del mercado. Estos se detallan en los siguientes párrafos más o menos en orden descendente de los partidos financieros que pueden asumir mayores riesgos políticos a los partidos que asumen estos riesgos en una etapa posterior, ya sea en el proceso de financiamiento o en niveles de riesgo más bajos.

5.4 Financiamiento del sector público y bancos EXIM

Las partes financieras que tienen en cuenta grandes sumas de financiación para la energía hidroeléctrica en los mercados emergentes son el Banco Mundial y los Bancos EXIM y las Agencias de Crédito a la Exportación (ECA), que se ocupan de la financiación pública del sector público (entidades) en los mercados emergentes como se muestra en el diagrama de la derecha, pero con algunas "características del sector privado". El interés de financiamiento para el Banco Mundial se basa en su mandato de apoyar en países específicos de la Asociación Internacional de Fomento (AIF). Para Exim Banks el apoyo de su propia industria que exporta y/o realiza trabajos en mercados emergentes es el impulsor clave del apoyo.

5.4.1 Banco Mundial

El Grupo del Banco Mundial (GBM) asume un papel muy destacado en el segmento de las finanzas. El Banco Mundial puede actuar únicamente en el sector público y/o también en el sector privado (AIF, 2020).

5.4.2 Banco Mundial y Sector Público

Una intervención del sector público es, por ejemplo, una subvención disponible para un proyecto hidroeléctrico. En 2014, por ejemplo, el Banco Mundial puso a disposición USD 100 millones como subvención de un costo de proyecto de USD 270 millones para los proyectos hidroeléctricos "Jiji y Mulembwe" en la República de Burundi (Banco Mundial, 2014). A través de su posición el Banco Mundial movilizó una "coalición de donantes que incluye al Banco Africano de Desarrollo (AFDB), el Banco Europeo de Inversiones (EIB), la Unión Europea (UE), el Gobierno de Burundi y la empresa de servicios públicos Regideso.

El Banco Mundial también ofrece 'financiamiento en condiciones favorables', es decir, financiamiento en términos y condiciones favorables que se desvían de los precios de mercado que se derivarían bajo el MVCAC pero que están justificados por acuerdos internacionales para apoyar a los países de la AIF, un grupo de 74 países en el momento: "La AIF ofrece una gama de productos de financiamiento, desde donaciones hasta préstamos en los términos del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (IBRD), que toman en cuenta las variaciones en el desarrollo económico y social de los países de la AIF".

Países de la AIF del Banco Mundial y del sector privado

Cuando las instalaciones de la AIF se reabastecieron por decimocava vez (AIF-18), el Banco Mundial creó una ventanilla del sector privado (PSW) de USD 2.500 millones junto con sus subsidiarias International Finance Corporation (IFC) y la agencia multilateral de garantía de inversiones (MIGA) con el objetivo de catalizar la inversión del sector privado en los países que solo cuentan con la AIF. El IDA-19 se propone ahora con el mismo nivel de financiación de USD 2500 millones. El PSW de la AIF se considera una opción cuando no hay una solución comercial y las otras herramientas y enfoques del Banco Mundial son insuficientes. El IDA PSW se basa en el apoyo del Banco Mundial a la inversión del sector privado en los países de la AIF en más de USD 100 mil millones en la última década: “El IDA PSW se implementa a través de cuatro instalaciones:

1. **Servicio en moneda local** para proporcionar inversiones de la CFI en moneda local a largo plazo en países de la AIF donde los mercados de capitales no están desarrollados y las soluciones de mercado no están suficientemente disponibles.
2. **Mecanismo de financiamiento mixto** para combinar el apoyo de VSP con inversiones pioneras de la IFC en sectores con alto impacto en el desarrollo, incluidas las pequeñas y medianas empresas (PYMEs), agroindustria, salud, educación, vivienda asequible, infraestructura, mitigación y adaptación al cambio climático entre otros.
3. **Mecanismo de mitigación de riesgos** para proporcionar garantías basadas en proyectos sin indemnización soberana a la inversión privada colectiva en grandes proyectos de infraestructura
4. **Mecanismo de garantía de MIGA** para ampliar la cobertura a través de la participación compartida de primera pérdida y riesgo a través del reaseguro de MIGA.

La IDA PSW facilita las inversiones, pero no financia la inversión privada por sí sola. A través de diferentes instalaciones, respalda o se combina con las inversiones de la IFC o las garantías de MIGA para respaldar las inversiones del sector privado”.

A continuación, se describe un ejemplo del funcionamiento del esquema IDA-PSW.

En las Islas Salomón, una central hidroeléctrica de 15 MW de USD 240,8 millones se está financiando principalmente a través de préstamos en condiciones favorables y donaciones de las IDF. La planta y la presa asociada de hormigón compactado con rodillo de 72 metros de altura se encuentran en el río Tina, a unos 30 kilómetros al sureste de Honiara, la capital de las Islas Salomón. Es el primer proyecto hidroeléctrico a escala de servicios públicos que se desarrolla en las Islas Salomón.

En este proyecto, el MIGA emitió garantías por el 90 % de las inversiones de capital (USD 14,1 millones) para cubrir las inversiones y las ganancias futuras del proyecto durante 20 años. Las garantías brindan protección contra expropiación, incumplimiento de contrato y guerra y disturbios civiles. El proyecto vende electricidad una vez que esté operativo bajo un contrato de compra de energía de 30 años (MIGA, 2020).

En general, el GBM parece ofrecer soluciones financieras desde muchos ángulos en posiciones muy importantes. El financiamiento disponible y movilizado de otros parece verdaderamente incomparable. El apoyo de un país a otro en un sector y un tipo específico de generación de electricidad a menudo tiene muchas derivaciones que también benefician a las PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS. Para muchos países ya es una gran búsqueda obtener financiación para obras de infraestructura a más largo plazo, por lo que, si está disponible en condiciones favorables a nivel del sector público, muchos prefieren esta vía.

5.5 Institutos de financiación del desarrollo y fondos de desarrollo

Las partes que pueden clasificarse como institutos financieros para el desarrollo están disponibles en muchos niveles en todas las economías de todo el mundo, desde agentes de desarrollo municipal, agentes de desarrollo provinciales e industriales, instituciones de desarrollo regionales y nacionales, así como entidades supranacionales, instituciones financieras multilaterales. Un gran grupo de estas instituciones se centra en los mercados emergentes o se establecieron con el propósito de actuar únicamente en los mercados emergentes.

En términos generales, se pueden identificar 'dos' grupos de bancos de desarrollo: 1) multilaterales donde más de un gobierno es accionista / participante en las instituciones (IFM), y 2) instituciones bilaterales en las que un gobierno es accionista (mayoritario) y donde el instituto funciona como un instrumento de la agenda de desarrollo del país (IFD). Ambos tipos de instituciones tienen la obligación de catalizar otros fondos (bancos comerciales internacionales, por ejemplo) y de ser adicionales a los participantes del mercado.

5.5.1 Instituciones financieras multilaterales

Las IMF tienen el mandato de actuar tanto en el sector público como en el privado. La mayoría de las IMF se enfocan entre los dos enfoques internamente y, a veces, nombran el enfoque del sector privado de manera diferente, como "IFC" para el Banco Mundial como grupo. Las IMF tienen grandes programas de sindicación a otro tipo de financiadores, como fondos de pensiones, bancos comerciales, etc. Las IMF pueden actuar solas, es decir, proporcionar soluciones de financiación completas que ofrecen financiación combinada, capital, deuda subordinada y deuda senior, y pueden realizar el 'deber de cuidado' (los sectores bancarios y de seguros vienen experimentando una exigencia cada vez mayor en cuanto al deber de cuidado de los productos y servicios desde 1990. Este cuidado incluye la obligación de investigar los riesgos, informar sobre los riesgos - suficientemente - y advertir sobre ellos, tanto en relación con productos y servicios proporcionados (incluido el "asesoramiento"), asociados con la venta de productos financieros y la prestación de servicios asociados. Debido a la obligación de catalizar otro financiamiento y ser adicional al mercado, es clave para las IMF (y las IDF) operar dentro del tipo de marco de mercado MVCAC.

5.5.2 Instituciones bilaterales de desarrollo

Las instituciones de desarrollo bilaterales funcionan como bancos comerciales, pero con un mandato específico para los mercados emergentes. Dado que la mayoría de los países tienen un banco de desarrollo bilateral, tienden a cooperar, por lo que operan en los llamados "acuerdos de club". A diferencia de las IMF, las instituciones bilaterales no se hacen cargo de la financiación completa, pero reducen los riesgos asumiendo hasta el 25 o el 30 % del costo total del proyecto o la instalación. Por lo tanto, desde una perspectiva de riesgo, necesitan otros 2 bancos para ofrecer la financiación completa. Trabajar en acuerdos de clubes es probablemente más rápido, pero tiene la desventaja de que la transparencia es menor en comparación con una transacción sindicada en el mercado.

5.6 Bancos comerciales con seguro de exportación

HYPOSO trata sobre la promoción de soluciones hidroeléctricas europeas con 5 países específicos para la puesta a prueba. Estos 5 países se pueden clasificar como mercados emergentes. La mayoría de los actores de la industria hidroeléctrica "exportan" sus equipos y han desarrollado métodos para financiar sus exportaciones. Los gobiernos promueven la exportación de bienes y servicios y también crean métodos financieros. Estos métodos pueden ser del sector público al público (como suele hacer China) o del sector público (apoyo) al sector privado.

5.6.1 Bancos comerciales internacionales

Con el fin de crear igualdad de condiciones en el apoyo a las exportaciones, se ha acordado internacionalmente en qué medida la "ayuda oficial al desarrollo" (AOD) o la "ayuda vinculada" pueden utilizarse en términos y condiciones de financiación de las exportaciones o garantías de exportación. La forma en que esto se organiza en detalle se puede encontrar en las publicaciones de la OCDE (2013). El uso de la AOD está sujeto a un estricto

conjunto de medidas de presentación de informes. El punto que se destaca aquí es que la financiación (o garantías) de las exportaciones basadas en la AOD en papel proporciona soluciones económicas preferidas, hacen que las exportaciones sean más atractivas. Un actor de la industria que exporta a un comprador que reside en un país elegible para recibir ayuda vinculada podría solicitar a su relación de banca comercial en su país que averigüe la mejor posibilidad y/o garantía de financiamiento de exportaciones. Tenga en cuenta que en estos programas de apoyo estatal algunos riesgos restantes deben ser asumidos por los bancos comerciales, como por ejemplo, el 5 % del préstamo "descubierto" (es decir, el préstamo está cubierto en un 95 % a través del ECA). La cobertura de ECA que uno podría estar buscando puede limitarse a (ciertos) riesgos políticos (expropiación, convertibilidad de moneda y riesgos de transferibilidad) o puede incluir riesgos comerciales también, es decir, "cobertura integral". Las ECA están involucradas si los bancos comerciales que están en contacto con el actor de la industria como "banco propio" o banco de relaciones

quisiera apoyar un proyecto o desarrollador en sus exportaciones o desarrollo de proyectos. En caso de elegibilidad de la ayuda vinculada, esta vía de financiación es más beneficiosa que otras, aunque en comparación con las soluciones dentro del marco CAPM.

5.6.2 Bancos comerciales nacionales

Los bancos nacionales no juegan un papel importante en los proyectos de generación de electricidad. La mayor parte del financiamiento proviene del exterior en moneda fuerte (USD y/o EUR) en términos y condiciones (plazos de deuda de 15 a 18 años, por ejemplo) que no pueden ser considerados por los bancos locales.

Sin "financiación en condiciones favorables" a los bancos comerciales locales, el precio de un préstamo compensará completamente la inflación, por lo que los niveles nominales suelen ser del 25 al 30 % anual. Los tenores están limitados a 3 a 5 años. Con financiamiento concesional de las IFD, los bancos nacionales pueden participar en proyectos y empresas de energía renovable y eficiencia energética. El programa Sunref (Sunref, 2020) de la AFD de Francia tiene mucho éxito al proporcionar tales "líneas verdes" y capacidad técnica a los bancos comerciales locales que otorgan préstamos a las energías renovables en sus países.

Se percibe que los bancos nacionales desempeñarán un papel mucho más importante en el futuro, ya que es mucho mejor que las energías renovables se financien en moneda local que en moneda fuerte durante 25 años. Además, la crisis del Covid-19 mostró con qué facilidad y rapidez se retiraron de África más de 50.000 millones de dólares estadounidenses, por ejemplo, solo en la primera semana de la crisis. Los diferenciales de los bonos de los países en desarrollo han aumentado considerablemente en el mismo período a 400-500 BPS (los puntos básicos (BPS) se refieren a una unidad de medida común para las tasas de interés y otras edades porcentuales en las finanzas. Un punto básico es igual a 1/100 de 1 %, o 0.01 %, o 0.0001, y se usa para denotar el cambio de edad porcentual en un instrumento financiero), mientras que el valor de las monedas frente al dólar ha caído significativamente desde principios de este año (Chen, 2020). Por lo tanto, los países en desarrollo necesitarían más moneda local para compensar las obligaciones en dólares estadounidenses y pedir prestado más será (y ya lo ha hecho) sustancialmente más caro.

5.7 Mercados de bonos

Según el FMI, los mercados de bonos africanos han crecido de manera constante en los últimos años, específicamente en África Oriental (Business Daily, 2020), pero no obstante siguen sin desarrollarse. Los países africanos se beneficiarían de un mayor acceso a la financiación y mercados financieros más profundos. El financiamiento en moneda local es clave para el financiamiento futuro del acceso a la electricidad y los mercados de bonos son el paso hacia más emisiones en moneda local. En esta etapa, sin embargo, no se percibe como una buena fuente de financiamiento para PH, aunque las carteras de PH podrían ser un buen candidato para la titulización, por ejemplo.

5.8 Fondos de pensiones

Los Fondos de Pensiones tienen pasivos a largo plazo que idealmente combinan con flujos de ingresos a largo plazo, también desde el punto de vista de la inversión. La energía hidroeléctrica, también PH, proporciona tales flujos de ingresos. El préstamo directo de los fondos de pensiones a la energía hidroeléctrica no siempre es una posibilidad, pero no es infrecuente, por ejemplo, indirectamente a través de fondos. Por ejemplo, relativamente reciente (en 2015), un administrador de activos con el nombre de 'Aquila Capital' lanzó un fondo en Europa con dedicación a la inversión en 33 fondos de pensiones de PEQUENAS CENTRALES HIDROELECTRICAS específicamente dirigidos ("el primer fondo de este tipo para inversores institucionales"). El fondo tiene como objetivo lograr rendimientos en su cartera del 7 al 9 % y tiene una vida útil de 20 años (Chestney, 2015). El fondo aborda las deficiencias de algunos fondos de pensiones y otros inversores institucionales para crear capacidades internas para estas inversiones en infraestructura. Para los mercados emergentes, dicha capacidad sería un obstáculo mayor y la razón de más para tipos similares de fondos con un enfoque en PEQUENAS CENTRALES HIDROELECTRICAS en los mercados emergentes.

5.9 Otras posibilidades de financiación

No ha pasado desapercibido para muchos que las restricciones del MVCAC y los mercados financieros imperfectos están presentes en muchos sectores, pero las posibilidades de evitarlos son muchas:

5.9.1 Instituciones de desarrollo

En primer lugar, muchas instituciones de desarrollo no son "bancos" y, como tales, siguen regulaciones, pero tal vez sean diferentes de los bancos. En su lugar, se denominan 'Corporación Financiera Internacional', 'Empresa Alemana de inversión y desarrollo, etc. En segundo lugar, algunas instituciones se denominan 'fondo' ('fondo Sueco', 'Fondo Nórdico', etc.) y la mayoría de las instituciones utilizan fondos -Estructuras para establecer actividades nuevas y asociadas que deben cumplir con los objetivos del fondo, pero estos objetivos pueden desviarse de los requisitos del MVCAC. Debido a esto, los fondos cumplen con un mercado listo, pero solo para una mitigación de riesgo específica, un elemento de enfoque (igualdad de género, por ejemplo) o producto (capital de trabajo para las empresas de sistemas solares domésticos, por ejemplo) porque el establecimiento de la de otro modo, el fondo no podría estar justificado (a menudo creado con dinero del sector público a través de bancos de desarrollo, ministerios, etc.).

5.9.2 Fondos de impacto

Los fondos de impacto surgieron en los últimos 15 años y están abordando la financiación de activos de mercado que apenas tenían acceso a la financiación y utilizan el esquema MVCAC de manera inteligente, es decir, se ajustan en cierta medida a sus condiciones de precios para permanecer en la comunidad de la banca de desarrollo, sino que también se desvían lo suficiente del esquema para lograr el impacto al que apuntan. Aunque los inversores de impacto parecen trabajar de forma patentada en el espacio energético, cooperan entre sí tanto para fines de escalado como para reducción de costos (debida diligencia - DD).

5.9.3 Recaudación de fondos

La Recaudación de Fondos internacional no necesita seguir el esquema de precios MVCAC ya que los prestamistas financieros alternativos no tienen el costo de obtener capital y no están sujetos a los Acuerdos de Basilea.

La Recaudación de Fondos hoy en día es (todavía) un ejercicio patentado, cada plataforma trabaja predominantemente para su propia base de inversores con su propia diligencia debida y especificaciones de precios. Por lo tanto, una plataforma de la Recaudación de Fondos distribuida (la propuesta HYPOSO es parte de esta sugerencia), dado el acceso a oportunidades de financiamiento para todas las plataformas elegibles en Europa (o el mundo), tendría el beneficio de acceso a los prestamistas del sector privado final, aumentaría una clase de activo de riesgo estandarizado y podría reducir enormemente el costo de DD.

El gobierno del Reino Unido ha sido uno de los primeros donantes en comprender el poder de la recaudación de fondos para África. Experimentó con una plataforma "Deuda cambiaria aliada", aún no emitida, para la recaudación de fondos sindicado para proyectos africanos. También comprende que el riesgo relacionado con los préstamos en África no puede transferirse completamente a los prestamistas en Europa y, por lo tanto, proporciona, entre otras, posiciones de primera pérdida en proyectos basados en energía solar en África con plataformas de financiación colectiva en Europa. La recaudación de fondos se percibe cada vez más como una solución principal para la financiación: "Innovaciones como la recaudación de fondos y la agregación están abriendo los mercados de PPA a más participantes" (REN 21, Informe de estado global, Renovables 2020).

5.9.4 Cadena de bloques

La revolución digital en combinación con la financiación alternativa, quizás como complemento de las fuentes de financiación existentes, ofrece la posibilidad de redefinir por completo la financiación de proyectos (más pequeños) de energía renovable. Dada la ausencia actual de financiamiento a largo plazo del sector privado en el África subsahariana, permite identificar una nueva fuente de financiamiento privado a largo plazo para inversiones en infraestructura: financiamiento privado distribuido. También ofrece la posibilidad, si no se hace correctamente, de ahuyentar al sector privado. La redefinición del panorama financiero se basa en los siguientes pilares:

- La tecnología Cadena de bloques permite realizar contratos de suministro con cada usuario final. Esta integración, combinada con modelos de medición neta y de pago por uso, permite financiar proyectos directamente sobre la base de un grupo de usuarios finales a través de un contrato de cadena de bloques. En principio, no habría fronteras geográficas. Por ejemplo, se podrían agrupar de esta forma 10.000 usuarios finales de 3 mini redes en Benin, Madagascar y Burundi. Ya no hay riesgo de servicios públicos, no hay garantías gubernamentales, pagos de terminación, programas de garantía de riesgo parcial, etc.
- Un contrato de cadena de bloques es probablemente la forma más segura de evitar la corrupción, haciendo que los proyectos sean más bancarios de esa manera.

Los problemas de las cripto-monedas son para todos los inversores del mundo, pero las cripto-monedas son volátiles.

5.9.5 Organizaciones comunitarias

En Europa, la organización comunitaria y la financiación son populares con respecto a la generación de energía renovable y, a veces, más que fomentadas, por ejemplo, en licitaciones organizadas por los municipios (alentando a abrir la oportunidad de préstamos o propiedad a la comunidad local).

En concreto, las obras del C40 se refieren a este ámbito donde las ciudades se toman como punto de partida para la generación de energías renovables y medidas de eficiencia energética. La iniciativa C40 ya es una iniciativa "comunitaria" a través de la cual están conectadas 96 ciudades que representan no menos de 700 millones de ciudadanos y una cuarta parte de la economía mundial. Las soluciones hidroeléctricas son parte de las soluciones. C40 integra soluciones financieras en su iniciativa (C40 Cities, 2020).

5.10 Resumen

PH proporcionan energía confiable, tiene un fuerte impacto en el desarrollo económico local, es ecológica y resiliente. Las limitaciones ambientales y sociales cada vez más complejas y los costos crecientes (tanto absolutos como relativos a otras renovables) están aumentando los desafíos para un mayor desarrollo de la energía hidroeléctrica, pero quizás menos para la generación de energía hidroeléctrica en pequeña escala.

La capacidad financiera de las PH es difícil debido al tamaño de los proyectos y, a menudo, los desarrolladores están involucrados sin suficiente capital propio. Si los proyectos se agrupan, el tamaño se puede superar como un problema. La propiedad no se puede agrupar fácilmente si se desea apoyar el espíritu empresarial local; sin embargo, el financiamiento de la deuda se puede agrupar. Por lo tanto, una línea verde para un banco local que

financia una cartera de PH proporciona una ruta de financiación viable. Dichos bancos pueden seleccionarse en países que tienen entornos propicios a través de esquemas de alimentación en los que se conocen las tarifas. Los préstamos recaudados para financiar el banco local pueden provenir de instituciones financieras de desarrollo, pero igualmente de un grupo de sitios europeos de crowdfunding cooperantes, como propone HYPOSO.

Los fondos dedicados y los inversores de impacto demostraron que es posible financiar la cartera de PHs. Algunos bancos de desarrollo demostraron que la financiación de PH individuales también es factible. Es de destacar que el instituto de desarrollo de Noruega, Norfund, ha implementado una acción enfocada en la financiación de PH en África. Existen instituciones que pueden empaquetar soluciones de cartera (esto lo hace con éxito, por ejemplo, el instituto de desarrollo IFC, miembro del Grupo del Banco Mundial) y parece muy posible escalar al sector privado. Se reconoce que la preparación es clave para una mayor ampliación de la PH. HYPOSO se suma a esto, pero también un número creciente de partes se enfoca en la preparación de solicitudes de crédito y los pasos de desarrollo previos a eso también. La Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica, por ejemplo, ofrece una instalación de desarrollo para PH.

6 Conclusión

Este manual es el resultado del esfuerzo conjunto de un grupo de expertos europeos involucrados en el proyecto HYPOSO financiado por la UE con el nombre completo “HYdroPOwer SOLutions for developing and emerging countries” (Soluciones hidroeléctricas para países en desarrollo y emergentes). El propósito del proyecto es ayudar a compartir el conocimiento europeo de las pequeñas centrales hidroeléctricas en estos países con el fin de lograr importantes objetivos sociales, económicos y ambientales, como el suministro confiable de electricidad a algunas áreas remotas, el desarrollo de componentes centrales de sistemas locales equilibrados, mini-redes eléctricas, impulsando el crecimiento económico local y/o aumentando su sostenibilidad mediante la sustitución del suministro eléctrico ya disponible basado en motores diésel por el basado en el potencial de energía renovable disponible localmente y la tecnología libre de emisiones. En los dos primeros capítulos de este manual se describen algunos beneficios adicionales derivados del desarrollo de pequeños sistemas hidroeléctricos.

En el momento en que se está redactando este texto (en 2020), las actividades del proyecto se llevan a cabo en 5 países objetivo: Bolivia, Colombia y Ecuador en América Latina, y Camerún y Uganda en África. Todos ellos están representados en el consorcio del proyecto por instituciones educativas y de investigación relevantes o asociaciones nacionales de energía hidroeléctrica. Hay que tener en cuenta que la energía hidroeléctrica ya no solo está presente en los países objetivo, sino que también actúa como un proveedor nacional importante o incluso líder de electricidad (Bolivia – 26,9 %; Colombia – 77,6 %; Ecuador – 76,3 %; Camerún – 73 %; Uganda – 91 %;) (Hydropower & Dams, 2020). Por otro lado, la generación total suele ser insuficiente para satisfacer las necesidades de las economías emergentes y el acceso de la población a la electricidad es bastante diverso (Bolivia – 90 % con 72 % en áreas rurales; Colombia – 100 %; Ecuador - casi 100 %; Camerún – 60 % con 21 % en áreas rurales; Uganda – 15 % con 7 % en áreas rurales) (Liu et al., WSHPDR, 2019). Además, el acceso existente a la electricidad a menudo se ve afectado por una capacidad insuficiente y la necesidad de construir líneas de transmisión largas y costosas o centrales eléctricas locales basadas en motores diésel. En todas estas circunstancias, el uso del potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas disponibles localmente puede revelar todas sus características beneficiosas.

Las pequeñas instalaciones hidroeléctricas no son solo copias miniaturizadas de las grandes, ya que mantener la inversión específica y el costo de operación y mantenimiento a un nivel aceptable requiere a menudo una tecnología simple, pero ingeniosa y bien probada. Las principales prioridades a menudo se cambian de una alta eficiencia máxima a una alta flexibilidad y confiabilidad, características esenciales en el caso de mini-redes auto-equilibradas y que permiten disminuir los costos de operación y mantenimiento por control remoto. La reducción del impacto ambiental no deseado se facilita debido a la escala del proyecto y al posible uso de algunas técnicas difícilmente aplicables en el caso de las grandes hidroeléctricas.

La industria Europea tiene una larga tradición en el desarrollo de tecnologías dedicadas exclusivamente a pequeñas aplicaciones hidroeléctricas, además de las típicas del gran sector hidroeléctrico. Probablemente sea suficiente mencionar las turbinas de flujo cruzado y Turgo, ambas desarrolladas hace más de un siglo. El desarrollo de la tecnología de las pequeñas centrales hidroeléctricas se aceleró a fines de la década de 1970, principalmente como parte de la reacción mundial a la crisis mundial del petróleo. La tendencia fue especialmente visible en las aplicaciones de baja carga, ya que las unidades Kaplan y semi-Kaplan se introdujeron en varias configuraciones en los programas de producción incluso de los mayores fabricantes de turbinas. El siguiente estímulo se produjo a finales de los años ochenta y noventa, esta vez como parte de una tendencia general para aumentar la contribución de las energías renovables a la combinación energética sin perder de vista el impacto ambiental local. La introducción de las unidades de tornillo de Arquímedes ha parecido un gran éxito comercial, pero se ha realizado un gran esfuerzo de investigación en el desarrollo de algunos otros diseños amigables con los peces, incluidas las unidades TMBA e hidrocínéticas. El cumplimiento de los requisitos ambientales cada vez mayores, incluida la preservación de la continuidad biológica de los cursos de agua y las capacidades de transporte de

sedimentos, ha estimulado recientemente muchos avances relevantes en el diseño no solo de unidades hidráulicas, sino también de obras de ingeniería civil y diversos arreglos auxiliares. En la etapa actual de desarrollo, la industria europea de PH cuenta con todas las soluciones técnicas necesarias para aprovechar de manera sostenible los potenciales hidroeléctricos en todo el mundo. Incluso para la denominada hidroeléctrica oculta, existen muchos conceptos hoy en día. En el capítulo 3 de esta publicación se ofrece una descripción general incompleta de la tecnología disponible.

Cabe destacar que una parte importante del progreso reciente nunca se habría producido si no hubiera sido por la consiguiente política plurianual de investigación y desarrollo de los gobiernos europeos y la Comisión Europea. Con este esfuerzo hecho, ha llegado el momento de compartir aún más intensamente los resultados disponibles con socios en África y América Latina en aras del beneficio conjunto de los proveedores de tecnología, los desarrolladores nacionales de PH, el bienestar de las comunidades locales y el crecimiento económico sostenible de los países objetivo. Los autores creen firmemente que vincular la transferencia de tecnología con las actividades de creación de capacidad y una cooperación confiable y duradera con los socios europeos constituirá una buena oportunidad para el desarrollo de la industria de pequeñas centrales hidroeléctricas en los países objetivo y la difusión de la experiencia resultante en las regiones vecinas.

Para este propósito, la metodología adoptada dentro del proyecto HYPOSO supone reunir a los actores relevantes del sector hidroeléctrico de la UE con partes interesadas en los países seleccionados, así como la educación de nuevos expertos en energía hidroeléctrica a través de actividades de desarrollo de capacidades. El componente central del enfoque son los estudios basados en SIG sobre el potencial de las pequeñas centrales hidroeléctricas, así como las limitaciones administrativas y económicas locales, y la preparación de estudios de prefactibilidad para la construcción de pequeñas instalaciones hidroeléctricas con el uso de tecnología europea. Se espera que las partes interesadas locales lancen los proyectos como proyectos piloto. Las partes interesadas locales, así como los desarrolladores e inversionistas activos y potenciales de PH también se encuentran entre los destinatarios clave de este manual, y especialmente los capítulos 4 y 5 en los que se describen los pasos más importantes durante el proceso de desarrollo de PH, así como los esquemas de financiamiento internacional disponibles, respectivamente. Los autores esperan que esta publicación resulte útil en sus actividades.

A excepción de las pautas generales sobre el cronograma de desarrollo de centrales hidroeléctricas, como se discutió en el capítulo 4, en ninguna etapa de su trabajo los autores se esforzaron en esta publicación para competir con los libros de texto de ingeniería clásicos sobre el desarrollo de instalaciones hidroeléctricas y el diseño, construcción o explotación de cualquiera de sus componentes. En su lugar, el concepto de esta publicación fue presentar una descripción general de los conocimientos técnicos relacionados con las pequeñas centrales hidroeléctricas que ofrece la industria europea, así como numerosas oficinas e instituciones de diseño y consultoría. Se prestó especial atención a los avances recientes que pueden ser la razón de algún desequilibrio en la discusión de varias tecnologías relacionadas con PH. Por otro lado, es posible que tecnologías como el control digital de centrales hidroeléctricas, incluidos los sistemas de diagnóstico y los algoritmos de optimización, hayan recibido menos atención de la merecida debido al progreso especialmente rápido que se está produciendo en las últimas décadas.

Como el libro está dirigido a un círculo de lectores muy amplio, algunos de ellos sin formación en ingeniería, la información técnica sobre las unidades hidráulicas y sus características ha sido precedida por la explicación de algunos conceptos fundamentales y permitiendo así comprender adecuadamente los siguientes apartados. Siguiendo este enfoque, los autores esperan contribuir también a aumentar el interés por las tecnologías hidroeléctricas entre los lectores que no están directamente relacionados con el sector. Los lectores que deseen obtener más información o que tengan preguntas pueden ponerse en contacto con el equipo del proyecto HYPOSO. También son bienvenidos los comentarios críticos que ayuden a preparar posibles actualizaciones de esta publicación.

Puede encontrar más información sobre el proyecto HYPOSO en el sitio web www.hyposo.eu.

Equipo HYPOSO

Munich, Diciembre 2020

Lista de referencias

- ACRA (2020): Energy program - second phase. (Online) Available: http://www.acra.it/index.php?option=com_content&view=article&id=1020&Itemid=1478&lang=en (29.11.2020).
- Adamkowski, A., Kwapisz, L., Lewandowski, M. (2019): Stress state in steel hydropower pipelines - selected problems, HYDROFORUM 2019 Polish Hydropower Conference, Polanczyk/Solina, October 2019. (Online) Available: https://drive.google.com/file/d/1kyCF-rpd_B_gopU9P1kK1LWJsn4YXz8U/view (29.10.2020)
- Albayrak, I., et al. (2017): An experimental investigation on louvres and angled bar racks. *Journal of Hydraulic Research*. 2017.
- American History (2020): The Public Utility Regulatory Policies Act. (Online) Available: <https://americanhistory.si.edu/powering/past/history4.htm> (22.10.2020).
- Amiblu (2020): Amiblu GRP pipe projects around the world. (Online) Available: <https://www.amiblu.com/technologies/> (29.10.2020).
- Arndt, R.E.A. (1981): Cavitation in fluid machinery and hydraulic structures. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 1981, Vol.13, pp.273-328.
- AURES II project (2020a): D5.1 Report on design elements affecting financing. (Online) Available: <http://aures2project.eu/deliverables/> (22.10.2020).
- AURES II project (2020b): AURES II. (Online) Available: <http://aures2project.eu/> (22.10.2020).
- AURES project (2017): AURES. (Online) Available: <https://auresproject.eu/> (22.10.2020).
- Bansal, P., Marshall, N. (2010): Feasibility of hydraulic power recovery from waste energy in bio-gas scrubbing processes, *Applied Energy* 87 (2010) 1048–1053.
- Baselt, I., Malcherek, A., and Maerker, C. (2013): Steffturbine. A micro hydro turbine based on conveyor belt technology. AFRICA 2013- Water Storage and Hydropower Development for Africa, Int. Journal of Hydropower & Dams Conf., Addis Ababa.
- Bau, F., et al. (2008): Suivis par radiopistage de la dévalaison de l'anguille argentée sur le Gave de Pau au niveau des ouvrages hydroélectriques d'Artix, Biron, Castetarbe, Baigts et Puyoo (2007-2008). s.l.: Rapport GHAAPÉ RA.08.06, 2008.
- Beck, C., et al. (2019): Hydraulic performance of fish guidance structures with curved bars: Part 1: Head loss assessment. *Journal of Hydraulic Research*, <https://doi.org/10.1080/00221686.2019.1671515> (22.10.2020).
- Beck, C., et al. (2019): Hydraulic performance of fish guidance structures with curved bars: Part 2: Flow fields. *Journal of Hydraulic Research*, <https://doi.org/10.1080/00221686.2019.1671516> (22.10.2020).
- Bellmann, R., Sebestyen, A., Wührer, W. (1999): Rebuilding storage pumps for Geesthacht. *Upgrading and Refurbishing of Hydro Power Plants*, Berlin, May 1999.
- Berg, R. (1986): Fish passage through Kaplan turbines at a power plant on the river Neckar and subsequent Eel injuries. *Vie milieu*. 1986, 36 (4), 307-310.
- Biner B., Hasmatuchi V., Violante D., Richard R., Chevailler S., Andolfatto L., Avellan F. and Münch C. (2016): "Engineering & Performance of DuoTurbo: Microturbine with Counter-Rotating Runners", IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 49, Sustainable Hydropower.
- Boes, R.M. and Albayrak, I. (2017): Fish guidance structures: new headloss formula and fish guidance efficiency. s.l. : Proceeding of the 37th IAHR World Congress, Kuala Lumpur, Malaysia, 2017.
- Boes, R.M. et Albayrak, I. 2017. Fish guidance structures: new headloss formula and fish guidance efficiency. s.l. : Proceeding of the 37th IAHR World Congress, Kuala Lumpur, Malaysia, 2017.
- Bousquet, C., Samora, I., Manso, P., Rossi, L., Heller, Ph., and Schleiss, A.J. (2017): Assessment of hydropower potential in wastewater systems and application to Switzerland, *Renewable Energy* 113 (2017) 64e73.

- Brujls, MCM, et al. (2003): Management of silver. s.l.: EU-Report Contract Q5RS-2000-31141, 2003.
- Bullani A., Denis, V.(2019): "Diagonal (Deriaz) turbine: from the systematization development to the first project implementations", conference proceedings, Hydro 2019, Porto, Portugal, October 2019.
- Burger Wasserkraftanlagen GmbH (2020): Getriebe und Lager. (Online) Available: <https://www.wasserkraft.biz/produkte/getriebe-lager.php> (29.10.2020).
- Business Daily (2020): Kenya raises \$2bn in fresh Eurobond issue. (Online) Available: <https://www.businessdailyafrica.com/markets/capital/Kenya-says-fresh--2bn-Eurobond-oversubscribed-seven-times/4259442-4315350-format-xhtml-e2n1jaz/index.html> (22.10.2020).
- C40 Cities (2020): The Power of C40 Cities. (Online) Available: <https://www.c40.org/cities> (22.10.2020).
- Chen, J. (2019): International Capital Asset Pricing Model (CAPM). (Online) Available: <https://www.investopedia.com/terms/i/international-capm.asp> (22.10.2020).
- Chen J. (2020): Basis Points (BPS). (Online) Available: <https://www.investopedia.com/terms/b/basispoint.asp> (22.10.2020).
- Chevalier, S., Culshaw, S.T., and Fauquez, J.P. (1996), The Hydroplus Fusegate system – four years on, in : « The reservoir as an asset », A conference organised by the British Dam Society, Thomas Telford Publishing, London, 1996.
- Chong, J., Jin Y., Philips, G.M. (2013): The Entrepreneur's Cost of Capital: Incorporating Downside Risk in the Buildup Method. (Online) Available: <http://www.macrorisk.com/wp-content/uploads/2013/04/MRA-WP-2013-e.pdf> (22.10.2020).
- Choulot, A., Denis, V., et al. (2010): Energy recovery in existing infrastructures with small hydropower plants. Multipurpose Schemes – Overview and examples, ESHA 2010. (Online) Available: http://www.infracwatt.ch/sites/default/files/2010_06_07_Mhyllab%20&%20ESHA_Energy%20recovery%20in%20existing%20infrastructures%20with%20small%20hydropower%20plants_0.pdf (11.11.2020).
- Choulot, A., Denis, V., and Punys, P. (2012): Integration of small hydro turbines into existing water infrastructures, [in:] H. Samadi-Boroujeni (Ed.): "Hydropower - Practice and Application", InTech 2012, pp.239-276.
- Chestney, N. (2015): UPDATE 1-Aquila Capital launches European hydropower fund. (Online) Available: <https://www.reuters.com/article/fund-renewables/update-1-aquila-capital-launches-european-hydropower-fund-idUSL5N0XY40Z20150507> (22.10.2020).
- CINK Hydro – Energy (2020): 2-cell Crossflow Turbine. (Online) Available: <https://www.cink-hydro-energy.com/en/2-cell-crossflow-turbine/> (21.10.2020).
- Cottin C., Denis, V. "Developments of Diagonal turbines for flexible medium head small hydro power plants", Conference proceedings, Hydrovision 2017, Denver, USA, June 2017.
- Courret, D. and Larinier, M. (2008): Guide pour la conception de prises d'eau "ichtyocompatibles" pour les petites centrales hydroélectriques. 2008.
- Cowx, I. G., et al. (2020): D1.4 Cumulative Impact Assessment. (Online) Available: <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/> (22.10.2020).
- Cui, X., Binder, A., Schlemmer, E. (2007): Straight-Flow Permanent Magnet Synchronous Generator Design for Small Hydro Power Plants, International Conference on Clean Electrical Power, 2007, DOI: 10.1109/IC-CEP.2007.384231.
- Czerwinski, F., Canas, J.-J.R., Marin, P. (2012): SAM turbine: a low head alternative for small hydro projects, Hidroenergia 2012, Wroclaw (Poland) May 24th-25th 2012, Paper 4B01.
- Daniel, R., Paulus, T. (2019): Lock Gates and Other Closures in Hydraulic Projects, Butterworth/Heinemann, 2019, 993 p., (Online) Available: <https://doi.org/10.1016/C2015-0-05399-0> (21.10.2020).
- Denis, V. (2019): "Wastewater turbinning before and after treatment: the example of Amman City – Hashemite Kingdom of Jordan", Conference proceedings, Hydro 2019, Porto, October 2019.

- Denis, V., Cottin, C., Choulot, A. (2016): Design of small Pelton, Kaplan and diagonal turbines, from laboratory tests until manufacturing drawings, or an innovative development to guarantee a high long-term production. Hydrovision 2016, Minneapolis (Minnesota, US), 25-29 July 2016.
- Dewitte, M. (2018): D2.1 A List of solutions, models, tools and devices, their application range on a regional and overall level, the identified knowledge gaps and the recommendations to fill these, <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/> (22.10.2020).
- Dewitte, M. and David, L. (2019): D2.2 Working basis of solutions, models, tools and devices and identification of their application range on a regional and overall level to attain self-sustained fish populations, <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/> (22.10.2020).
- Ebel, G. (2013): *Fischschutz und Fischabstieg an Wasserkraftanlagen - Handbuch Rechen- und Bypasssysteme. s.l. : Ingenieurbio-logische Grundlagen, Modellierung und Prognose, Bemessung und Gestaltung. Mitteilungen aus dem Büro für Gewässerökologie und Fischereibiologie Dr Ebel, Band4, 483 S. Halle (Saale). ISBN: 978-3-00-039686-1., 2013.*
- Eisenbeiss (2016): Hydropower - Fit and Forget. (Online) Available: <https://www.eisenbeiss.com/industries/energy-technology/hydropower/> (21.10.2020).
- Energies de la Mer (2019): Fin du projet d'hydroliennes fluviales au barrage de Génissiat – partie 1. (Online) Available: <https://www.energiesdelamer.eu/2019/07/08/fin-hydroliennes-fluviales-barrage-de-genissiat/> (04.11.2020).
- EPRI (1986): Assessment of downstream migrant fish protection technology of hydroelectric application. Boston, Massachusetts : Stone and Webster Eng. Corp., 1986. p. 420.
- EREF (2020): Examples of Mini-Grid Operators. Own table.
- ESHA (2004): Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant. Brussels, 2004.
- Flygt (2020): Flygt hydro turbines. (Online) Available: <https://pdf.directindustry.com/pdf/xylem-france/flygt-hydro-turbines/157420-912786.html> (29.10.2020).
- Fontanella, S., Fecarotta, O., Molino, B., Cozzolino, L. and Della Morte, R. (2020): A performance prediction model for Pumps as Turbines (PATs), *Water* 2020, 12, 1175; doi:10.3390/w12041175.
- France Hydro Electricité (2020): L'hydroélectricité au défi de la flexibilité. Modèles économiques. (Online) Available: <https://www.france-hydro-electricite.fr/wp-content/uploads/2020/11/FHE-Flex-dossier-presse-nov-20-2020.pdf> (30.11.2020).
- Franzke, A. (1970): Benefits of energy recovery turbines. *Chemical Engineering*, February 23, 1970.
- Gatte, M.T. and Kadhim, R.A. (2012): Hydropower [in:]: A.A.Ahmed (ed.) "Energy Conservation", *InTech*, 2012, pp.95-124, <http://dx.doi.org/10.5772/52269> (22.10.2020).
- Gale J., Höfler E., Bergant A. (2010): Compact vertical axial turbine „Saxo”, 16th International Seminar on Hydropower Plants – TU Wien 2010.
- Geiger, F., Sepp, A. et Rutschmann, P. (2016): *Korrespondenz Wasser Wirtschaft. s.l.: Vol. 9, Nr. 10, S. 627-632, 2016.*
- Giesecke, J., Mosonyi, E. (1998): *Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb. Zweite Auflage, Springer 1998, 730 S.*
- Gilkes (2019): 100 Years of the Turgo Impulse Turbine. (Online) Available: <https://www.gilkes.com/media/1809/100-yrs-of-the-turgo-impulse-rev-4.pdf> (21.10.2020).
- Gosset, C. and Travade, F. (1999): *Etude de dispositifs d'aide à la migration de dévalaison des salmonidae: barrières comportementales. 1999.*
- Harper, P. (2015): Public-private partnerships and the financial cost to governments: Case study on the power sector in Uganda. (Online) Available: https://jubileedebt.org.uk/wp-content/uploads/2015/08/Uganda-case-study_08.15.pdf (23.10.2020).

- Hartvigsen Hydro (2020): Pelton Wheel. (Online) Available: https://h-hydro.com/New_Site/pelton-wheel/ (21.10.2020).
- Hoffmann M. (ed.) (1992): Small hydropower plants. Handbook. 2nd Edition. Nabba Sp. Z O.O., Warsaw 1992 (in Polish).
- Huang, B., Pu, K., Wu, P., Wu, D., and Leng, J. (2020): Design, Selection and Application of Energy Recovery Device in Seawater Desalination: A Review. *Energies* 2020, 13, 4150; doi:10.3390/en13164150.
- Hutchinson (2020): HPP Belt. (Online) Available: <https://www.hutchinsontransmission.com/products-solutions/products/hpp-belt> (21.10.2020).
- Hydroplus (2020): Classic Fusegate. (Online) Available: http://www.hydroplus.com/hydroplus/hydroplus.nsf/web/hausse_classique.htm?lng=L2 (28.10.2020).
- HydroQuest (2020): River turbines – HydroQuest River. (Online) Available: <https://www.hydroquest.net/river-current-turbine-range-river-hydrokinetic-turbine/> (05.11.2020).
- IDA (2020): Private Sector Window Papers. (Online) Available: <https://ida.worldbank.org/financing/ida18-private-sector-window/psw-papers> (22.10.2020).
- IEC 60041 (1991): Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines.
- IEC 60193 (2018): Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines – model acceptance tests.
- IEC 61116 (1992): Electromechanical equipment guide for small hydroelectric installations.
- International Journal on Hydropower & Dams (2020): World Atlas & Industry Guide 2020.
- IRENA (2019): Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. (Online) Available: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2019.pdf (19.10.2020).
- Kenton, W. (2020): Capital Asset Pricing Model (CAPM). (Online) Available: <https://www.investopedia.com/terms/c/capm.asp> (22.10.2020).
- Keuneke, R. (ed.) (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IId Stromerzeugung aus Wasserkraft. Zwischenbericht. Ingenieurbüro Floecksmühle, 2014, 257 S. (Online) Available: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-5-wasserkraft.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (21.10.2020).
- Khan, M.J., Bhuyan, G., Iqbal, M.T., and Quaicoe, J.E. (2009): Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. *Applied Energy* 86 (2009) 1823–1835.
- Khan M.N.I., Iqbal M.T., Hinchey M., Masek V. (2009): Performance of Savonius rotor as a water current turbine. *J Ocean Technol*, 4 (2) (2009), pp. 71-83.
- Kroll, L. (2015): Eel protection Initiative (EPI) Rhineland-palatinate/ RWE Power AG on the Moselle river with special reference to "catch & carry" methods. s.l.: International Conference on Engineering and Ecohydrology for Fish Passage 2015, 2015.
- KSB (2012): Pumps Used as Turbines. (Online) Available: <https://www.ksb.com/blob/52840/e415e5c5191fe2be2aa5a2f83a243a44/pumpen-als-turbinen-en-data.pdf> (21.10.2020).
- Kumar, A., Saini, R.P. (2016): Performance parameters of Savonius type hydrokinetic turbine – A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 64 (2016), pp. 289–310, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.005> (22.10.2020).
- Larinier, M., Travade, F., and Porcher, J. P. (2002): Fishways: biological basis, design criteria and monitoring. 2002, p. 208.
- Lashofer, A., Hawle, W., Kaltenberger, F., and Pelikan, B. (2013): Die Wasserkraftschnecke – Praxis, Prüfstand und Potential. *Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft*, Oktober 2013, DOI: 10.1007/s00506-013-0106-2.

- Leclerc, M. (2008): The Very Low Head Turbogenerator set concept. Evaluation of 1st year operation. Hidroenergía 2008, Bled (Slovenia) June 12th-13th 2008, Session 5A "SHP Innovation", 8 p.
- Little, N. (2016): Induction generator for wind power generation. (Online) Available: <https://slideplayer.com/slide/10953057/> (29.10.2020).
- Liu, D., Liu, H., Wang, X., and Kremere, E., eds. (2019): World Small Hydropower Development Report 2019: Case Studies. United Nations Industrial Development Organization; International Center on Small Hydro Power. p. 12. (Online) Available: https://www.unido.org/sites/default/files/files/2020-05/UNIDO%20Case%20Studies_for%20web.pdf (28.10.2020).
- Mala voda (2020): Turbína Turgo. (Online) Available: <http://mve.energetika.cz/primotlaketurbiny/turgo.htm> (21.10.2020).
- Michałowski S., Plutecki J.(1975): Hydropower, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warsaw (in Polish).
- MGP (2020): State of the Global Mini-grids Market Report 2020. (Online) Available: <https://www.seforall.org/system/files/2020-06/MGP-2020-SEforALL.pdf> (28.10.2020).
- MIGA (2020): Tina Hydropower Limited. (Online) Available: <https://www.miga.org/project/tina-hydropower-limited> (22.10.2020).
- Münch-Alligné C., Schmid J., Richard S., Gaspoz A., Brunner N., Hasmatuchi V.(2018): "Experimental Assessment of a New Kinetic Turbine Performance for Artificial Channels ", Water 2018, Volume 10, Issue 3, 311.
- OECD (2013): Arrangement on Officially Supported Export Credits. (Online) Available: [http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?doclanguage=en&cote=tad/pg\(2013\)1](http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?doclanguage=en&cote=tad/pg(2013)1) (22.10.2020).
- Ossberger (2018): OSSBERGER® Crossflow Turbine. (Online) Available: <https://ossberger.de/en/hydropower-technology/ossbergerr-crossflow-turbine/> (21.10.2020).
- Perrig, A. (2007): Hydrodynamics of the free surface flow in Pelton turbine buckets. Thèse NO 3715 (2007), Lausanne, EPFL, 242 p.
- Pfleiderer, C., Petermann, H. (1986): Strömungsmaschinen. Springer-Verlag.
- Pucher, E. (1996): Entwicklung und Einsatzbereich der Banki-Turbine 1916 bis 1996. Wasserwirtschaft, 86 (1996) 12, S. 640-644.
- Punys, P., Dumbrasukas, A., Kasiulis, E., Vyčienė, G., Šilinis, L. (2015): Flow regime changes: from impounding a temperate lowland river to small hydropower operations. Energies 2015, 8, 7478-7501; doi:10.3390/en8077478.
- Raabe, J. (1985): Hydro Power. The design, use, and function of hydromechanical, hydraulic, and electrical equipment. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1985, 684 S.
- Raabe, J. (1989): Hydraulische Maschinen und Anlagen, 2.Auflage, VDI Verlag, Düsseldorf.
- Raynal, S., et al. (2014): Streamwise bars in fish-friendly angled trashracks. s.l. : Journal of Hydraulic Research Vol. 52, No. 3 (2014), pp. 426-431, 2014.
- Rohloff (2020): Planetary Gear System. (Online) Available: <https://www.rohloff.de/en/experience/technology-in-detail/planetary-gear-system> (21.10.2020).
- Rohmer, J., Knittel, D., Sturtzer, G., Flieller, D., and Renaud, J. (2016): Modeling and experimental results of an Archimedes screw turbine. Renewable Energy 94 (2016) 136-146, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.044> (22.10.2020).
- Rutschmann, P., et al. (2011): International Water Power & Dam Construction. 2011.
- Saini, G., Saini, R.P. (2019): A review on technology, configurations, and performance of cross-flow. hydrokinetic turbines. Int. J. Energy Res. 2019; 43:6639-6679, <https://doi.org/10.1002/er.4625> (22.10.2020).
- Schleker, T. (2020): Hydropower Research & Innovation: The European viewpoint. Hydropower Europe Workshop, 12-13 October 2020 (online workshop).

- Sobczyk, T., Węgiel, T., Grahl-Madsen, M., and Styrylski, M. (2010): Integrated turbine with PM generator for small hydropower plants. *Technical Transactions. Series Electrical Engineering*, 1-E/2010, Issue 17, pp. 99-111. (Online) Available: https://repozytorium.biblos.pk.edu.pl/redo/resources/33254/file/suwFiles/SobczykT_IntegratedTurbine.pdf (21.10.2020).
- Stoltz, U. and Geiger, F. (2019): D3.1 Guidelines for mortality modelling. (Online) Available: <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/> (22.10.2020).
- Strom-Boje (2020): Der Mittelrhein. (Online) Available: http://strom-boje.de/?page_id=11 (23.10.2020).
- Sulzer, 2020: Hydraulic power recovery turbine. (Online) Available: <https://www.sulzer.com/en/shared/applications/hydraulic-power-recovery-turbine> (21.10.2020).
- Sunref (2020): Towards a greener future. (Online) Available: <https://www.sunref.org/en/> (22.10.2020).
- Tesgera, S. (2018): Assessment of untapped hydropower potential in existing hydraulic infrastructures. A case study of lower Awash basin, Ethiopia. MSc Thesis WSE-HERBD-18-19. UNESCO-IHE Institute for Water Education, Delft.
- TB Hydro (2020): High performance valves installed on all continents. (Online) Available: <https://tbhydro.com.pl/en> (21.10.2020).
- The World Bank (2014): World Bank to Finance New Hydropower Development in Burundi. (Online) Available: <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2014/04/22/world-bank-to-finance-new-hydropower-development-in-burundi> (22.10.2020).
- Therrien, J. and Verreault, G. (1998): Évaluation d'un dispositif de dévalaison et des populations d'anguilles en migration dans la rivière Rimouski. 1998.
- Travade, F., Gouyou, G. and De Faveri, N. (1999): Efficacité d'un exutoire de dévalaison et d'une barrière acoustique pour les smolts de saumons atlantiques (*Salmo salar* L.) à l'aménagement hydroélectrique de St Cricq sur le gave d'Ossau. 1999.
- USACE, n.d: Cutaway cross-section of the spillway at Bonneville Dam with tainter gates and flip lip. (Online) Available: https://en.wikipedia.org/wiki/File:Bonneville_Dam_spillway_cross-section.png (22.10.2020).
- VDE (2015): Wasserkraftwerk Rheinfelden: eine Erfolgsgeschichte, gekrönt durch einen IEEE-Milestone 2014. (Online) Available: <https://www.vde.com/de/etg/arbeitsgebiete/informationen/wasserkraftwerkrhein-feldeni-eee-milestone2014> (15.10.2020).
- Voith (2018): StreamDiver®. Utilizing New Hydropower Potential. (Online) Available: <http://voith.com/uk-en/hydropower-components/streamdiver.html> (21.10.2020).
- Walcher (2020): Historie der Wasserkraft. (Online) Available: <http://wasserkraft-walcher.de/historie-der-wasserkraft/> (19.10.2020).
- Wessel (ed) (1991): *Moderne Energie für eine neue Zeit – Die Drehstromübertragung Lauffen a. N. – Frankfurt a. M. 1891*. In: *Geschichte der Elektrotechnik*. Band 11. vde-Verlag, Berlin 1991, ISBN 978-3-8007-1813-9.
- Wiegand (2020): Federwehr. (Online) Available: <https://www.wiegandslide.com/federwehr-stauwehr.html> (29.10.2020).
- Wolter, C., et al. (2019): D1.3 Fish Population Hazard Index, <https://www.fithydro.eu/deliverables-tech/> (22.10.2020).
- XFLEX HYDRO (2020): Building a resilient, renewable power system with innovative hydropower technology. (Online) Available: <https://xflexhydro.net/news/building-a-resilient-renewable-power-system-with-innovative-hydropower-technology> (22.10.2020).
- Zdrallek, M. (2018): Netztechnischer Beitrag von kleinen Wasserkraftwerken zu einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung in Deutschland. (Online) Available: https://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/PDF/Gutachten_Netztechnischer_Beitrag_Kleinwasserkraftwerke.pdf (29.10.2020).
- Zhangh, J., Leontidis, V., Dazin, A., Tounzi, A., Delarue, Ph., et al. (2018): Canal lock variable speed hydropower turbine design and control. *IET Renewable Power Generation*, 2018, 12 (14), pp.1698-1707. hal-02138305.