APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO DEL EMBALSE DE ALLOZ

Francisco Javier GALÁN SORALUCE
galansoraluce@telefonica.net

El proyecto del aprovechamiento hidroeléctrico de Alloz fue una iniciativa de la empresa Fuerzas Eléctricas de Navarra (FENSA), que se constituyó para este fin en 1927. Sus promotores fueron un importante grupo de empresarios, propietarios, ingenieros, abogados etc. navarros que consiguieron los apoyos financieros, institucionales y técnicos para este objetivo. Anteriormente hubo algunos intentos de desarrollar el proyecto por otras empresas, pero que no llegaron a cuajar. En el proyecto participó también la Confederación Hidrográfica del Ebro, ya que se utiliza el agua del embalse para abastecer a los regadíos del Canal Imperial.

CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO

El aprovechamiento hidroeléctrico de Alloz fue un planteamiento excepcional. En aquella época el suministro eléctrico se realizaba en Navarra con centrales hidroeléctricas de caudal fluyente, existentes a lo largo de sus ríos. Todas ellas tenían el grave inconveniente de que los caudales de estiaje eran muy reducidos y, por tanto, también lo era la potencia que podían suministrar durante varios meses del año. Muchas de ellas debían incluso parar por falta de caudal.

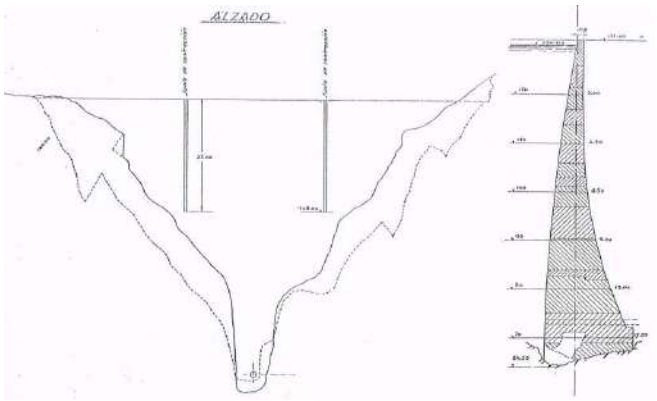
Detalle de la cuenca del embalse en el proyecto.

En este contexto FENSA planteó construir un gran embalse (84 Hm^3) que asegurase la producción a lo largo de todo el año y, para adecuar la producción a la demanda, proyectó instalar una central a pie de presa con máquinas que podían funcionar con caudal y salto variable. Para aprovechar al máximo el agua proyectaron un contraembalse en el que se guarda el agua turbinada diariamente a pie de presa y del que sale un canal a una segunda central, instalada en Mañeru, que turbina un caudal con salto fijo. Con el conjunto de las dos centrales, puede asegurarse, en todo momento, y a lo largo de todo el año, el mejor aprovechamiento de la energía generada. El planteamiento fue excelente. La obra se fue realizando por fases, inicialmente (1930) construyeron la presa y la central de pie de presa de 8.400 kW; más tarde, en 1945, construyeron el contraembalse, el canal y la central de Mañeru de 6.000 kW.

Además, FENSA encargó la redacción de los proyectos a los mejores ingenieros del momento. Así la presa bóveda de Alloz fue proyectada por Enrique Becerril y el acueducto, para paso del canal sobre el cauce del río Salado, por Eduardo Torroja. La presa fue, en su momento, la segunda bóveda de mayor altura de España y el acueducto es una estructura excepcional.

El acierto del planteamiento motivó que FENSA pudiese suministrar, en todos los meses del año, la potencia que tuviese demandada en cada momento. Por ello se impuso al resto de

compañías eléctricas de Navarra, que no tenían energía garantizada en los estiajes, o que tenían que suministrar la energía con centrales térmicas de mayor costo, y acabó absorbiendo a casi todas ellas. Finalmente, y por la necesidad de disponer de mayor potencia que la generada en Navarra, fue absorbida por Iberduero, hoy Iberdrola, convirtiéndose en una empresa de distribución.



Alzado y sección trasversal de la presa

DESARROLLO ELECTRICO DE NAVARRA

Para que pueda valorarse lo que supuso la actuación de Alloz vamos a exponer como fue el desarrollo eléctrico de Navarra. La mayor parte de los datos de este apartado se han tomado del libro "Empresas y empresarios en Navarra. La industria eléctrica, 1888-1986" de Josean Garrués. A causa de importancia de la caída de tensión en las líneas de conducción las primeras actuaciones se realizaron en saltos próximos a los lugares de consumo. Una de las primeras fue, en 1888, la sustitución, en el Molino de Santa Engracia, de las piedras de moler por dos grupos de 150 CV (220 kW en total). La central fue promovida por el Ayuntamiento de Pamplona para el alumbrado público y el suministro se completaba con dos grupos de vapor de 40 y 80 C.V.

En 1899 se instaló, por la empresa Electra de Pamplona, un salto hidroeléctrico en el molino de Caparroso que se completó con una central de vapor, de la que todavía queda la chimenea. Esta empresa instaló también una central en el molino de Ciganda. Suministraba energía a Pamplona, su potencia era de 280 kW. Todas estas centrales tenían saltos del orden de 2,00 m y caudales máximos de unos 5 m^3/s, si bien en estiaje el caudal del río Arga es inferior a 0,4 m^3/s, con lo que no podrían funcionar durante bastantes días del año.

En esos años se crearon en Navarra varias empresas de generación hidroeléctrica Electra Recajo (1895), Electra Estellesa (1897), Hidroeléctrica Franco-Española (1902), Molino Electra de Orbaiceta, Electra Casedana, Electra Baztandarra etc. Entre ellas destaca Conducción de Aguas de Arteta que completó la traída de aguas a Pamplona con una central en Eguillor de 640 kW que empezó a funcionar en 1896 y suministraba electricidad a Pamplona. La producción de las pequeñas empresas locales (Electra Lerín, Electra Regadío Mendigorría, Corralizas de Artajona etc.) se destinaban a alumbrado público y también a cubrir pequeños suministros industriales. A principio de siglo el suministro eléctrico de Pamplona se realizaba por las siguientes empresas

Empresa	**Año**	**Potencia kW**
Molino de S. Engracia	1888	123
Electra Pamplona	1895	280
Conducción Aguas de Arteta	1896	640
Electra Aoiz	1902	320
	TOTAL	1.363

Puede verse lo reducido de la potencia total y la importancia del suministro de Aguas de Arteta. En 1910 había instaladas en Navarra 85 centrales hidroeléctricas de las que sólo 38 superaban los 20 kW, 23 eran mayores de 50 kW, 13 mayores de 100 kW y sólo una (Eguillor) superaba, con 640 kW, los 500 kW. La potencia total instalada era de 5.069 kW entre todas las centrales de Navarra,

En 1927 había un total de 217 centrales hidroeléctricas, con una potencia total de 32.356,81 kW, de las que únicamente 55 tenían potencia superior a 100 kW. Lo reducido del consumo eléctrico de Navarra motivó que la generación de un total 28 centrales, con 18.084 kW de potencia, se destinase al suministro de empresas guipuzcoanas, entre las que estaban las centrales del río Irati y las de las cuencas cantábricas. La central de mayor potencia era la de Puente Marín con 2.160 kW y cuya energía era destinada a Gui-

púzcoa. En este contexto surgió, en 1927, la iniciativa de FENSA de construir el aprovechamiento hidroeléctrico de Alloz. La central de pie de presa, con 8.400 kW, era, con mucho, la de mayor potencia de Navarra y a ello hay que sumar los 6.000 kW de la central de Mañeru, que formaba parte del aprovechamiento planteado. Además, la garantía de potencia en el estiaje hacía que fuese un planteamiento cualitativamente diferente del resto. En estas condiciones FENSA se impuso al resto de las empresas eléctricas navarras, absorbió a muchas de ellas, entre otras a Electra Pamplona y Conducción Aguas de Arteta con lo que era el primer suministrador de energía en Pamplona, en competencia con el Irati.

Los promotores de FENSA fueron dos ingenieros, Esteban Errandonea y Fermín Sagües, dos grandes propietarios Esteban Martínez Vélez y Víctor Morte, un industrial Toribio López, un abogado Rafael Aizpún y un directivo bancario, Isaac Goñi. El Irati se constituyó con las centrales promovidas en el río Irati por Domingo Elizondo que, construyó, entre 1904 y 1912, las centrales de Artozqui (1.280 kW), Iñarbe (1.272 kW), Aoiz (2.724 kW) y absorbió a Electra Aoiz. Más tarde, entre 1923 y 1945, construyó, también en el río Irati, las centrales de Usoz (800 kW), Olaldea 2 (760 kW), Betolegui (2.900 kW) e Irabia (950 kW). La falta de potencia en el estiaje obligó al Irati a construir una central térmica de gas en Pamplona en 1955, junto al molino de Caparroso de 3.000 kW de potencia, que le permitían suministrar energía en estiaje del río Irati, pero a un alto costo marginal. Finalmente, FENSA absorbió al Irati y, a su vez, a causa de la limitación de potencia, fue absorbida por Iberduero, convirtiéndose en una empresa de distribución.

Vista de la presa de Alloz.

En el cuadro siguiente figuran los datos de generación y consumo en el primer tercio del siglo XX y, a efectos comparativos, se han consignado los datos del año 2014.

Año	Datos eléctricos de Navarra		Habitantes	Datos por habitante y año	
	Producción GWh/año	Consumo GWh/año	ha	Producción kWh/ha	Consumo kWh/ha
1900	9,54	8,46	310.355	31	27
1905	16,97	15,29	316.929	54	48
1910	33,36	21,54	323.503	103	67
1915	48,89	26,66	331.362	148	80
1920	60,70	26,66	339.220	179	79
1925	85,40	36,17	345.664	247	105
1930	125,24	42,58	352.108	356	121
1935	135,89	53,52	358.561	379	149
2014	4.772	4.748	640.790	7.447	7.410

Es llamativo lo reducido de los consumos por habitante hasta 1935, y no digamos en 1900, sobre todo si se comparan con los actuales. El consumo actual doméstico por habitante es de unos 850 kWh/ha,año, la diferencia hasta los 7.410 kWh/ha,año se debe al consumo industrial, alumbrado etc.

CUENCA Y APORTACIÓN

El embalse de Alloz está construido en el río Salado, que es el afluente del Arga de más aguas abajo por su margen derecha. La parte principal de su cuenca se encuentra en el lado sur de la Sierra de Andía, que está situada a más de 1.100 m sobre el nivel del mar. La Sierra de Andía es de naturaleza caliza y tiene muchas fisuras por las que entra el agua que vuelve a salir en fuentes situadas al pie de la sierra, como la de Riezu, que da lugar al afluente más importante del río Salado, que viene desde Salinas de Oro y que es el cauce principal de la zona. El régimen de aguas es torrencial, con caudales muy reducidos en

verano y grandes en invierno. Un buen aprovechamiento hidroeléctrico de la cuenca requiere la regularización de la aportación mediante un embalse. La regularización supone, además, una mejora importante en los caudales de estiaje, lo que permite su utilización para riegos, concretamente son utilizados para el Canal Imperial. La superficie de la cuenca del embalse es de 120 km^2, que supone un 4,35 % de la cuenca total del río Arga.

Parte central de la presa con la toma de la central.

En la redacción del proyecto estimaron la aportación media de la cuenca en 172 Hm^3, por lo que consideraron que una capacidad de embalse de 80,4 Hm^3 era adecuada para asegurar un suministro en los años secos en que, estimaron, se reducía a unos 100 Hm^3. La aportación media al embalse en el período 1991/2017 ha sido de 97 Hm^3, con un valor máximo de 231 Hm^3 en 2013 y un mínimo de 54 Hm^{3}en 2002. Para este intervalo de aportaciones la capacidad del embalse resulta suficiente, de modo que pocas veces se producen vertidos por el aliviadero. La aportación en el embalse supone un 5,9 % de los 1.600 Hm^3 totales del río Arga. El coeficiente de aportación/superficie es de 0,79 Hm^3/km^2 en Alloz, superior a los 0,58 Hm^3/km^2 del total del río Arga. El embalse está situado bastante cerca de la divisoria de aguas y hay un tramo largo desde el pie de presa hasta la unión con el Arga, lo que permite la existencia de una segunda central (Mañeru) cerca de la desembocadura, aprovechándose de este modo el desnivel total de la cuenca.

LA PRESA

La presa de Alloz se proyectó en un estrechamiento de calizas que, por su escasa anchura, permitió proyectar el cierre con una presa bóveda. Aguas arriba del cierre el valle se abre y el embalse tiene mucha capacidad con relación a su altura. Se proyectó una presa bóveda de 67 m de altura con un espesor de 17,50 m en la base y de 1,50 m en la coronación. El cálculo se hizo por Enrique Becerril, en 1925, siguiendo los métodos usados en presas similares de Suiza, igualando las deformaciones de los arcos y las ménsulas. En el cálculo tuvieron en cuenta las variaciones de temperatura que influyen apreciablemente en las cargas de trabajo. Al hacer la obra colocaron termómetros para comprobar las previsiones y conocer la temperatura del hormigón a lo largo de la construcción. Cuando el hormigón llegó a la temperatura normal y una vez comprobado que se había producido la retracción del fraguado hormigonaron las dos juntas de contracción que se habían proyectado.

Estribo derecho con el saliente de roca.

Estudiaron la dosificación del hormigón para conseguir una resistencia media de 280 kg/cm^2, utilizando 250 y 300 kg de cemento por metro cúbico de hormigón. Se hormigonó en tongadas de 1,00 m de altura. El resultado obtenido fue un hormigón de gran calidad que ha asegurado y mantenido una impermeabilidad perfecta. El estribo izquierdo de la bóveda empuja al macizo rocoso que no presenta problemas, pero el derecho se apoya en un saliente de la roca que se reforzó para asegurar que resistía el empuje. La toma de aguas se situó muy cerca del fondo, por

no tener riesgos de arrastres en el río Salado, que lleva muy pocas materias en suspensión. La galería forzada de salida tiene 3,50 m de diámetro y se revistió con una capa de hormigón, inyectándose cemento a presión para conseguir la mejor unión con la roca. Termina en una tubería de 3,50 m de diámetro roblonada que se reduce a 2,30 m, en cuyo tramo de 21,50 m se colocó una válvula esférica, y se prolonga, en tubería soldada de 2,50 m diámetro, hasta las dos derivaciones de 1,80 m de la central. La presa tiene, además, un desagüe de fondo de 1,00 de diámetro.

Vista de la presa desde aguas arriba.

La presa lleva construida casi 90 años y el resultado ha sido extraordinario, sobre todo teniendo en cuenta la poca experiencia que había en España de presas bóvedas de tanta altura. La coronación tiene 1,50 m de anchura y se amplía con unas pequeñas ménsulas en voladizo, en las que se han situado las barandillas.

ALIVIADERO Y CENTRAL DE PIE DE PRESA

El aliviadero está situado en el lado derecho de la presa. Consiste en una torre de toma con tres vertederos de 3,0 m de altura equipados con compuertas que vierten a un punto central en el que se inicia una galería de desagüe, que se prolonga hasta el río. Su capacidad es de 155 m^3/s. Además, hay un desagüe de medio fondo con tres tuberías adicionales de 1,0 m de diámetro equipadas con válvulas de cierre. Su capacidad es de 25 m^3/s y pueden permitir un vaciado por debajo de la cota de coronación del vertedero. Como en todas las obras hidráulicas de E. Becerril el aliviadero está especialmente bien diseñado y contó con un modelo para ensayos hidráulicos, construido en la ladera de la presa, que todavía se conserva. Hay que señalar que E. Becerril introdujo en España los ensayos hidráulicos de aliviaderos que actualmente se realizan en el CEDEX.

La central está situada a pie de presa. La central desagua a un canal al que se incorpora la salida del aliviadero y es la continuación del río Salado, aguas debajo de la presa. Dispone de dos turbinas Francis de eje horizontal de 4.200 kW cada una, que pueden funcionar con alturas de salto variables entre 64 y 32 m. Cada grupo tiene un caudal máximo de 8,2 m^3/s. Junto a la central se encuentra el edificio de las antiguas viviendas del personal, actualmente sin uso, ya que la central, como en general todas las hidroeléctricas se maneja desde los ordenadores del centro de control de Iberdrola.

Vista del aliviadero desde aguas abajo.

CONTRAEMBALSE

Los grupos de la central de pie de presa pueden funcionar con caudales variables, ajustados a la demanda y para aprovechar el agua se proyectó un contraembalse de 1,0 Hm^3 de capacidad, en el que se inicia un ca-

nal hasta la central de Mañeru, con la que se completa el aprovechamiento hidroeléctrico de la cuenca. Gracias al contraembalse un caudal turbinado variable a lo largo del día puede dar lugar a un caudal fijo de salida hacia Mañeru que se ajuste al caudal que establezca la Confederación del Ebro para suministro del riego del Canal Imperial. La presa del contraembalse es de gravedad de18 m de altura. Tiene un aliviadero de dos vanos de 11,50 m que vierte a un cuenco para la disipación de la energía. El aliviadero del contraembalse es la continuación del río Salado y en el que se vierte el caudal ecológico del río.

Embocadura del modelo desde aguas abajo.

CANAL, CENTRAL DE MAÑERU Y ACUEDUCTO

En el estribo izquierdo del contraembalse se inicia el canal de la central de Mañeru. Puede verse la energía del agua en la salida, a causa de que la toma está algo baja en el contraembalse para poder ser utilizada con cotas variables y permitir de ese modo la regulación diaria del caudal vertido en las horas punta en la central de pie de presa de Alloz. El canal, salvo el acueducto que luego comentamos, está proyectado a media ladera, en su mayor parte en la margen derecha del valle del Salado, tiene 11,4 km de longitud, 12 m^3/s de capacidad y termina en una cámara de carga en la que se inician las tuberías de presión de la central de Mañeru.

La central de Mañeru completa el aprovechamiento hidroeléctrico de la cuenca, tiene un salto de 61 m y un caudal de equipamiento de 12,0 m^3/s. Consta de dos grupos Francis de eje horizontal de 3.000 kW de potencia cada uno. Fue construida en 1944, apreciándose en las fotos que la tubería está construida con chapas soldadas, mientras que la de Alloz (1929) está roblonada.

El canal cruza el río Salado con un acueducto, proyectado por Eduardo Torroja, que trabaja como viga, de sección parabólica, con voladizos, que introducen momentos flectores negativos en toda la longitud, con lo que el canal tiene compresiones, de mayor valor en el fondo, donde es mayor la carga del agua. El canal tiene unos tensores superiores que introducen compresiones transversales. También tiene un postensado longitudinal, con cables en las cabezas superiores, que mejora las condiciones de compresión general. Es una estructura excepcional y, a pesar de ser de un tamaño relativamente pequeño es un alarde de ingeniería.

Tubería y central (arriba).
Turbina con tubo de aspiración (abajo).

USO RECREATIVO DEL EMBALSE DE ALLOZ

Aunque no fue un objetivo del proyecto hoy el embalse de Alloz tiene un uso recreativo importante. Hay un camping (Aritzaleku) en Lerate, con numerosas parcelas, bungalows, zona de acampadas, supermercado, bar-restaurante, piscina etc. La Confederación mantiene el embalse alto hasta el final de la campaña, en que se baja para suministrar agua al Canal Imperial, ello, unido al fuerte viento existente, permite su uso para navegación, por lo que hay numerosas embarcaciones de vela y de windsurf. Hay cursos de vela y competiciones. También hay varias zonas de baños que están muy concurridas. Existe también un aparcamiento de 300 plazas para usuarios de la navegación y de las zonas de baños que a veces resulta insuficiente.

RESUMEN ENERGÉTICO Y CONCLUSIONES

En el cuadro siguiente figuran los valores medios, máximos y mínimos de las producciones de los años 2011 a 2017 de las dos centrales.

	Producción		
	Media GWh/año	**Máxima GWh/año**	**Mínima GWh/año**
Alloz	10,2	21,5	4,4
Mañeru	7,3	10,0	5,5

Las dos centrales están en el régimen general, por lo que el precio de cobro de la energía es el del pool en cada momento y cuyos valores medios anuales, de los últimos años, han oscilado ente 39 y 52 €/MWh, lo que supone un valor medio anual entre 663.000 y 884.000 € para la energía de las dos centrales. Durante el año 2018 el precio del pool ha subido desde los 40,18 €/MWh de marzo, que ha sido el menor valor mensual, a 64,33 €/MWh en agosto, con un máximo de 74,58 €/MWh el 5 de septiembre. La tendencia es a subir lo que aumenta el valor de la energía generada en Alloz.

Además, hay que tener en cuenta que esta energía no tiene emisiones de CO_2, por lo que no está sujeta a los derechos de emisión de CO_2 que últimamente han aumentado considerablemente y que van a penalizar la energía generada en térmicas de carbón o de gas natural. El caudal medio diario a desaguar en Mañeru lo fija la Confederación en base al suministro del Canal Imperial y al resguardo para avenidas que se desee mantener en el embalse. Una vez fijado este caudal está obligado el funcionamiento de la central de Mañeru, en la que se puede optar por el reparto del caudal en las dos turbinas que dé la mejor producción.

En la central de Alloz se puede jugar con la variación de producción a lo largo del día que, en base a la variación horaria de precios del pool, buscando el mayor rendimiento económico, de modo que la oscilación de caudal de unas horas a otras se regule en el contraembalse y el volumen total diario corresponda al caudal medio a desaguar en Mañeru. Iberdrola, como titular de las centrales, abona un canon de 150.000 €/año a la Confederación, que es la titular de la presa y responsable de su mantenimiento. Esta situación se prolongará hasta el fin de la concesión hidroeléctrica, que vence en el año 2030.

En las fotos puede verse que tanto la obra civil de la presa como las de las centrales se conserva en muy buenas condiciones y que las máquinas (turbinas, generadores etc.) son las originales, lo que pone de manifiesto el excelente resultado del proyecto del aprovechamiento de Alloz. Es de esperar que siga funcionando muchos años generando energía renovable, sin costo de materia prima, sin emisiones de CO_2, con un funcionamiento automatizado programado desde el centro de control de Iberdrola (sin personal en las centrales) y con las obras amortizadas, por lo que el costo de generación es mínimo. Además, hay que resaltar que la energía de la central de Alloz es energía garantizada, pudiéndose adaptar a la curva de generación diaria que se desee. No hay un aprovechamiento energético mejor.

Vista general del acueducto.