

Bürgermotion Strategische Projektkontrolle Wasserkraftwerk Aarau

1. Begehren

Im Kontext des geplanten Wasserkraftwerks Aarau bewilligt der Einwohnerrat
Fr. 50'000.- für eine externe Studie mit den Zielen:

- Überprüfung der «Eignerstrategie des Stadtrates Aarau für die Eniwa Holding AG»,
gemäß Absatz 3.3 Politische Ziele, 20. März 2023, wo festgehalten ist, dass Eniwa die
Interessen der Eigentümerin zu berücksichtigen hat.
- Einführung eines strategischen Projektcontrolling für das Kraftwerkprojekt

Diese Studie ist im Sinne einer strategischen Projektkontrolle anzusetzen und beinhaltet
den aktuellen Stand des Eniwa Kraftwerkprojekts sowie der Ausarbeitung von zusätzlichen
Varianten auch zur Erhaltung des Mitteldamms in voller Länge.

Damit soll, die Relevanz, Effektivität und Effizienz des Projekts sowie dessen Förderbar-
keit (heute bis ca. Fr. 80 Mio.) gemäß EnFV (Energieförderungsverordnung 1. Juli 2024)
weiterhin sichergestellt werden.

Der Auftrag für diese Studie soll unabhängig von der Eniwa sowie vom VSE (Verband
Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen) geschehen.

2. Inhalt

1. Begehren	1
2. Inhalt	1
3. Motionsfähigkeit des Antrages	2
4. Begründung des Anliegens	2
4.1 Strategie und Projektcontrolling	2
4.1.1 Projekt auf dem kritischen Pfad	2
4.1.2 Herleitung von zu ergreifenden Massnahmen	2
4.2 Kritische Punkte aus physikalischer, rechtlicher und ökonomischer Sicht	3
4.2.1 Verzögerte Konzessionslaufzeit	3
4.2.2 Gefährdetes Vertrauen in das Gesamtprojekt	3
4.2.3 Investitionsvolumen und gefährdete Fördermittel, ca. Fr. 80 Mio	4
4.3 Schlussfolgerung	5
4.3.1 Bedeutung der maximal möglichen Kraftwerksleistung	5
4.3.2 Projekt im Kontext der Energiestrategie 2050	6
4.3.3 Bedeutung eines intakten Naherholungsgebiet 2035, neues Kraftwerk vielleicht am Netz	6
4.3.4 Politische Konsequenzen	6



3. Motionsfähigkeit des Antrages

Die Eniwa Holding AG ist hauptsächlich im Eigentum der Einwohnergemeinde Aarau. Im Sinne dieser Bürgermotion besteht ein starkes Interesse der Eigentümerin, stets über den Fortschritt dieses Schlüsselprojekts der Aarauer Energieversorgung informiert zu sein. Aufgrund der grossen Projekt Laufzeit sollen in einem sich ständig wandelnden Umfeld hierfür weitere Optionen geprüft und erarbeitet werden.

Der Kreditantrag liegt im Kompetenzbereich des Einwohnerrates und begründet die Motionsfähigkeit.

Falls die Motionsfähigkeit abgelehnt würde, ist diese Bürgermotion als Bevölkerungsanliegen vom Einwohnerrat zu behandeln.

4. Begründung des Anliegens

4.1 Strategie und Projektcontrolling

4.1.1 Projekt auf dem kritischen Pfad

Das Kraftwerksprojekt (öffentliche Auflage bis 6.04. 2021) ist inzwischen seit mehr als zwei Jahren blockiert. Zurzeit ist ein Bewilligungstermin nicht absehbar. Im besten Fall ist das Projekt um mindestens drei bis vier Jahre, im schlechtesten bis zu zehn Jahre und mehr (komplette Projektüberarbeitung und Neuauflage) im Verzug. Die Geschichte zeigt, diese Schätzung ist nicht zu kurz gegriffen.

In der Öffentlichkeit wird es so wahrgenommen, als gäbe es für dieses Grossprojekt bezüglich Bausumme und Laufzeit kein «Management», welches regelmässig die Zielvorgaben überprüft und anpasst. «Man sitzt im Bau und harrt dem Lauf der Dinge.»

Die Auftraggeberin (Einwohnergemeinde Aarau) will nun wissen, wie dieses Projekt heute strategisch unterwegs ist, dies im Sinne einer strategischen Kontrolle, mit dem Ziel:

- Sicherstellung der Zielvorgaben «bewegtes Ziel» während der Projektlaufzeit
- Anpassungen an Veränderungen:
Markt, technologische Entwicklungen, neue gesetzliche Anforderungen...
- Risikomanagement, um den Projekterfolg sicherzustellen
- Zufriedenheit des Auftragsgebers

4.1.2 Herleitung von zu ergreifenden Massnahmen

Im Projekt von 2021 wurde die Konzession aus wirtschaftlichen Gründen um acht Jahre verlängert, da es im Projekt von 2013 zu Verzögerungen kam. Offensichtlich ist eine um acht Jahre kürzere Laufzeit der Konzession entscheidend für die Wirtschaftlichkeit.

Dieser Sachverhalt ist der Projektleitung bekannt. Der Einwohnergemeinde ist jedoch nicht bekannt, wie das Projektmanagement darauf zu reagieren gedenkt, und ob die daraus resultierenden Risiken identifiziert wurden.

Aufgrund des Verzugs macht es absolut Sinn, dieses Kraftwerksprojekt aktuell durch das Management auf die Projekt-Risiken und die Bewilligungsfähigkeit zu überprüfen und gegebenenfalls Korrekturen in Betracht zu ziehen.

4.2 Kritische Punkte aus physikalischer, rechtlicher und ökonomischer Sicht

4.2.1 Verzögerte Konzessionslaufzeit

Es ist zu erwarten, dass das zukünftige Kraftwerk in seiner aktuell geplanten Form den durch den Projektverzug entstandenen Energieverlust über die Konzessionslaufzeit nicht mehr aufholen kann. Dies im Vergleich zu einem redimensionierten Kraftwerksprojekt (Mitteldamm belassen), welches im ursprünglich geplanten Zeitrahmen realisiert worden wäre (Baubeginn 2024).

Leider gibt es bis heute von Eniwa keine öffentlich zugänglichen Daten, womit man diese Aussage vertrauenswürdig beantworten könnten. Der aktuelle Projektverlauf lässt jedoch den Schluss zu, dass es von höchster Wichtigkeit wäre, diesen Sachverhalt schlüssig zu klären. Es ist sinnlos, jetzt das geplante Kraftwerk mit einem zu vergleichen, welches schneller realisierbar wäre, über das man aber nicht Bescheid weiss.

Wissen ist die Grundlage, um z.B. mit den Einsprechern einen für beide Seiten zufriedenstellenden Kompromiss zu finden. Unbelegbare Behauptungen und Vergleiche helfen dabei nicht weiter. Dies ist der konstruktive Weg, um mit diesem Projekt unverzüglich zu beginnen.

Pro Jahr wird Eniwa mit ihrem projektierten Kraftwerk ca. 24GWh mehr Strom produzieren als mit dem bestehenden Werk. Mit einem bewilligungsfähigen und somit schneller realisierbaren Projekt sind es ca. 22GWh (Einfluss des entfernten Mitteldamms gemäss BFE: 2GWh/Jahr). Bei einer Konzessionslaufzeit von 65 Jahren (Neubau fertig 2028, Konzessionsende 2093) und ca. 5,5 Jahren Verzug produziert das Mitteldamm-Kraftwerk über die Konzessionsdauer gesehen mehr Strom als das ohne Mitteldamm.

Die Sichtweise mit Fokus auf die Konzessionslaufzeit stellt die Effektivität des geplanten Kraftwerkes heute sehr in Frage. Auch wenn die Zahlen etwas anders sind, so kann der Verzug demgegenüber auch sehr gross werden. Es ist höchste Zeit, mit den Einsprechern den Kompromiss zu suchen.

Der Schnellere schlägt den Leistungsfähigeren.

4.2.2 Gefährdetes Vertrauen in das Gesamtprojekt

Ich möchte ausdrücklich hervorstreichen, dass Eniwa bisher nie ein alternatives, dafür bewilligungsfähiges Projekt (Mitteldamm bleibt in der vollen Länge erhalten) in Betracht gezogen hat (zumindest nie veröffentlicht). Eniwa weiss weder (oder hält es unter Verschluss), wie ein solches Kraftwerk aussehen würde, noch wie viel Strom es jährlich produzieren könnte. Daher ist Eniwa nicht in der Lage, den durch den Zeitverzug entstandenen Energieverlust über die Konzessionslaufzeit zu beziffern.

Die in diesem Kontext von Eniwa mantraartig rezitierte Antwort «die Kapazitätserweiterung des Ausleitkanals führe zu einer Produktionssteigerung von jährlich 6,8 Gigawattstunden Bandenergie» beantwortet diese Frage nicht.

Erstens handelt es sich hierbei nicht um Bandenergie. Zweitens wurde der Einfluss des Mitteldamms auf ein neues Kraftwerk nie richtig untersucht und dargestellt. Drittens muss der Mitteldamm saniert werden und wäre danach in einem besseren Zustand und «leistungsfähiger».

Die einzige existierende Aussage zu diesem Thema stammt von mir (siehe meine Projekt-Einsprache, basierend auf den Hydrodaten von 2019 sowie den Staukurvenparametern und den Unterwasserverhältnissen in den Ausschreibungsunterlagen).

Hier werden zwei neue Kraftwerke, beide besser und effizienter als das alte, miteinander verglichen, das eine mit, das andere ohne Mitteldamm. Damit ist es möglich, zu entscheiden, ob ein Kraftwerk mit Mitteldamm «machbar» ist.

«Machbar» in diesem Kontext meint:

Es muss die Grenze von 20% Mehrproduktion gegenüber dem bestehenden Kraftwerk erreicht werden. Die Grenze ist das Eintrittstor für Fördergelder des Bundes. Der zu erwartende Beitrag ist so gross, dass man beinahe von einer Überförderung sprechen muss. Doch dies ist hier nicht Thema und nur erwähnt, um die Bedeutung zu verinnerlichen.

Zu dieser Grenze gibt es seitens Eniwa keine belastbaren Informationen. In den Projektausschreibungsunterlagen lässt sich mit gutem Willen ein Wert von ca. 120GWh herauslesen (100GWh = durchschnittliche Stromproduktion pro Jahr von 2015 bis 2019). Zieht man die veröffentlichten Kennzahlen von Eniwa heran, so sinkt der Wert auf etwa 116GWh (96,7GWh = durchschnittliche Stromproduktion im selben Zeitraum).

Obwohl in den Ausschreibungsunterlagen die Höhe der Grenze nur etwas mehr als 3% höher angesetzt wurde, ist dies genügend, um ein Kraftwerksprojekt mit Mitteldamm als nicht förderungswürdig und somit nicht machbar darzustellen und zu verwerfen.

Eniwa kann bis heute weder den Energieverlust noch die Kosten beziffern, welches ein bewilligungs- und förderfähiges Kraftwerk mit saniertem Mitteldamm gegenüber dem jetzt geplanten Werk zur Folge hätte. Erweitert man diese Fragestellung über die Konzessionslaufzeit und den Nutzen für ein intaktes Naherholungsgebiet, so ist es noch schwieriger eine zufriedenstellende Antwort zu erhalten.

Diese zu Tage tretenden Diskrepanzen in der Kommunikation des Projektes haben Auswirkung auf das Vertrauen gegenüber dem Projekt und der Zufriedenheit des Auftragsgebers (Einwohnergemeinde).

4.2.3 Investitionsvolumen und gefährdete Fördermittel, ca. Fr. 80 Mio

Gemäss Projektauflage rechnet Eniwa mit einer Gesamtinvestition für das ganze Projekt von Fr. 144 Mio. Die zu erwartende Bundesförderung aufgrund unterschiedlicher Förderkategorien beträgt gemäss Eniwas Webseite Fr. 45 Mio.

Hier kommt der Produktionssteigerung gemäss EnFV von mindestens 20 Prozent eine entscheidende Bedeutung zu. Erreicht man 20% Mehrproduktion gegenüber dem alten Kraftwerk, so wird die Erweiterung als «erheblich» eingestuft.

Für erhebliche Erweiterungen beträgt der Investitionsbeitrag heute 50% (2021: 35%, Einsprache sei Dank) der anrechenbaren Investitionskosten. Im heute vorliegenden Projekt wohl sogar 60% (Art. 46, Abs. 2a), d.h. bis ca. Fr. 80 Mio.

Der exakte Wortlaut in der EnFV stellt jetzt eine Förderung aufgrund des Projektverzugs meinem Verständnis nach sehr in Frage, der Wortlaut Art. 47 Abs. 1e:

"Die durchschnittliche jährliche Nettoproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Einreichung des Gesuchs um einen Investitionsbeitrag um mindestens 20% oder 30 GWh gesteigert wird."

Dass zum Erreichen des Grenzwertes für das Erheblichkeitskriterium die letzten fünf vollen Betriebsjahre vor der Gesuchs-Einreichung berücksichtigt werden müssen, ist für die Finanzierung des Projektes ein ernsthaftes Problem. Darauf habe ich bereits in meiner damaligen Einsprache hingewiesen. Die Sachlage war also schon 2021 bekannt. Die EnFV will damit Salamtaktik im Projekt verhindern. Nur rasch realisierbare Projekte will man fördern und nicht die Vergangenheit.

De facto hat Eniwa bereits mit dem Projekt begonnen basierend auf die rechtsgültige Baubewilligung aus dem Projekt 2013. Aufgrund der fehlenden Baubewilligung für das aktuelle Projekt hingegen konnte bis heute beim BFE kein Fördergesuch eingereicht werden.

Dies hat zur Folge, dass das Kraftwerk durch diese Massnahmen (Erhöhung Stauziel seit 2020, neues Dotierkraftwerk) bereits leistungsfähiger geworden ist. Diese Steigerung zählt jedoch nicht mehr wie geplant und im Sinne der EnFV zum Erreichen des Erheblichkeitskriterium. Im Sinne der EnFV gehören diese Massnahmen zum alten Kraftwerk.

Weil das ganze Kraftwerksprojekt bezüglich Erreichen des Erheblichkeitskriterium angeblich kritisch ist, gibt es wohl nur die Möglichkeit, die bis heute realisierte Mehrenergie in den nächsten Jahren bis zum Einreichen des Gesuchs nicht zu nutzen, sprich den alten Aarelauf hinunterzulassen.

Sollte also das Kraftwerk mit der jetzt vorgängig realisierten Leistungserhöhung trotzdem gefördert werden, ist anzunehmen, dass die Leistungsangaben für dieses Maximal-Leistungs-Projekt im Vergleich zu einem einfacher bewilligungsfähigen Projekt falsch dargestellt wurden, es mit Mitteldamm auch gereicht hätte.

Politisch betrachtet erkaufte man Mehrleistung auf Kosten der Bewilligungsfähigkeit und stellt die Förderfähigkeit für ein rasch realisierbares Kraftwerk mit Mitteldamm in Abrede. Wie nach Plan verschliesst man sich weiterhin einer einvernehmlichen Lösung mit den Einsprechern. Der Projektverzug hingegen schlägt jetzt voll auf die Finanzierbarkeit durch.

Die Einwohnergemeinde und die Projektleitung fühlen sich meiner Ansicht nach bezüglich Förderung in falscher Sicherheit. Die Förderbarkeit des aktuellen Projektes wie ein alternatives Projekt muss belastbar abgeklärt werden.

4.3 Schlussfolgerung

Rechnet man für das aktuelle Kraftwerksprojekt rund fünf Jahre Verzug, zwei Jahre für die Ausführungsplanung (2027 / 2028), fünf Jahre Bauzeit (2029-2034), so befinden wir uns ca. im Jahre 2035, wenn dieses Kraftwerk fertiggestellt ans Netz gehen wird.

Diese zeitliche Dimension zeigt eindrücklich, wie wichtig eine laufende und ehrliche Strategieüberprüfung für ein Projekt dieser Grössenordnung ist. In diesem Kontext zeigt sich einmal mehr, ein gutes Gesamtkonzept schlägt immer kurzsichtiges Anpassen.

4.3.1 Bedeutung der maximal möglichen Kraftwerksleistung

Welche Bedeutung kommt im Jahre 2035 nicht belastbaren Behauptungen aus dem Jahre 2021 zu, wie:

“Die Kapazitätserweiterung des Ausleitkanals führe zu einer Produktionssteigerung von jährlich 6.8 Gigawattstunden Bandenergie, welche sich nicht durch sommerlastige Photovoltaik-Energie ersetzen lassen».

Nicht belastbar ist diese Behauptung, weil sie impliziert, dass die gesamte Mehrenergie durch die Entfernung des Mitteldammes schön gleichmässig im Jahr als Bandenergie anfällt. Dies ist falsch und die Entfernung des Mitteldammes führt nur in ca. der Hälfte aller Tage zu Mehrenergie. Bei wenig Wasser sind die nicht linear zunehmenden Strömungsverluste des Mitteldammes vernachlässigbar (belegt mit Leistungsplan, in meiner Einsprache).

Auf die jährliche Bandenergie (technisch sogenannter W_{Q95} Wert = immer verfügbare Energie zu 95% aller Zeiten) trägt die Entfernung des Mitteldammes höchstens 200MWh/Jahr bei (siehe meine Einsprache, belegt durch Hydro-Daten und Rechnung).

Die ausgewiesene Mehrleistung (wenn überhaupt) im geplanten Projekt ist nicht ehrlich und belastbar kommuniziert. Im Jahre 2035 wird sie unbedeutend sein, politisch realisiert mittels Fehlinformationen.

4.3.2 Projekt im Kontext der Energiestrategie 2050

Eniwa geht in diesem Projekt immer noch davon aus, dass 2035 die schweizerischen Energieerzeuger im alten Sinne, den Strommarkt beherrschen werden. Je mehr Photovoltaik (PV) aber zugebaut wird, umso mehr muss Eniwa damit rechnen, dass in Zeiten einer Stromschwemme nicht nur PV abgeregelt wird, sondern auch ihr Wasserkraftwerk.

Die Marktbedingungen 2035 werden sicher nicht mehr den Grundlagen von heute entsprechen. Die Bandenergie von 6.8GWh fliesst dann -ohne Mitteldamm in einem weniger attraktiven Naherholungsgebiet von Aarau- als Fehlplanung buchstäblich den «Bach runter».

Welche Bedeutung haben im Jahre 2035 also ca. 2GWh/Jahr ... 3GWh/Jahr (realistisch abgeschätzt) zusätzlicher Strom, welcher sicher nicht schön vollständig im Winterhalbjahr anfallen wird?

Wie wichtig wird elektrischer Speicher im Jahre 2025 sein, wenn man weiss, dass ca. 20 Schnelladestationen für Autos dieses Kraftwerk komplett überlasten werden? Wie viel MWh Speicher ist für dieses neue Kraftwerk eingeplant, Null?

Das vorliegende Kraftwerks-Projekt ist an der Energiestrategie 2050 vorbeigeplant.

4.3.3 Bedeutung eines intakten Naherholungsgebiet 2035, neues Kraftwerk vielleicht am Netz

Welche Bedeutung wird ein intaktes ca.100-jähriges Naherholungsgebiet für Aarau 2035 haben, für welches wir heute die Chance erhalten, dieses noch nachhaltiger zu gestalten. Aus der Sicht von 2035 waren die verhärteten Fronten wirklich nicht so weit entfernt:

«Ein Kraftwerk im Naherholungsgebiet oder ein Naherholungsgebiet mit Kraftwerk».

Eine kleine, aber wesentliche Differenz im wohl wirtschaftlichen Interesse wird den Unterschied ausgemacht haben.

4.3.4 Politische Konsequenzen

“Es ist jetzt an der Zeit, die politischen Entscheidungen und Massnahmen für dieses meiner Ansicht nach immer mehr in Schieflage geratene Projekt anzugehen.”

Wenn der Einwohnerrat die 50'000 Franken für eine externe Studie zur Überprüfung der «Eignerstrategie des Stadtrates Aarau für die Eniwa Holding AG» bewilligt, schafft er damit eine unabhängige Grundlage und Momentaufnahme im Projekt, um seine Rechte, Pflichten und Verantwortung als Eigentümerin von Eniwa wahrzunehmen und gegebenenfalls konkret aktiv zu werden.

Autor: Peter Wehrli, Vordere Vorstadt 14, 5000 Aarau, peterwehrli@hotmail.com

Aarau 04. September 2024

Mitunterzeichner Bürgermotion Strategische Projektkontrolle Wasserkraftwerk Aarau:

Rita Meyer, Vordere Vorstadt 14, 5000 Aarau

Rita Meyer

Heidi Hess Halden 8, 5000 Aarau

Heidi Hess

Serdült Uwe, Halden 8, 5000 Aarau

Serdült Uwe

Ruedi Kohler, Metzgergasse 3, 5000 Aarau *P. Kohler*

Beatrice Hauri, Halden 26, 5000 Aarau *B. Hauri*

Wesley Boek, Halden 26, 5000 Aarau *W. Boek*

Maricette Patry, Ziegelrain 18 5000 Aarau *M. Patry*

@ ELSBETH HORISBERGER Milchgasse 7, 5000 Aarau *Elisabeth Horisberger*

URS GASSEZ, MILCHGASSE 7, 5000 Aarau *U. Gassez*