



Geschäftsbericht 2011



Aletsch AG

Mörel - Filet

Jahresbericht und Jahresrechnung der Aletsch AG

für das 64. Geschäftsjahr
vom 01. Januar bis 31. Dezember 2011

Aletsch AG

**Jahresbericht und Jahresrechnung
für das 64. Geschäftsjahr
vom 01. Januar bis 31. Dezember 2011**

Aktionär

EnAlpin AG	100%
------------	------

Gesellschaftsorgane

Mandatsablauf anlässlich der GV

Verwaltungsrat	René Dirren, Visp, Präsident	2014
	Dr. Armin Fust, Gebenstorf, Vizepräsident	2014
	Beat Abgottspon, Staldenried, Delegierter	2014
	Rolf Escher, Brig-Glis	2014
	Beat Karrer, Rütihof (Baden)	2014
	Dr. Reinhard Oertli, Zürich	2014

Sekretär des Verwaltungsrates	Beat Abgottspon, Staldenried
--	------------------------------

Geschäftsführung	Beat Abgottspon, Staldenried
-------------------------	------------------------------

Betriebsführung	Michel Schwery, Ried-Brig
------------------------	---------------------------

Revisionsstelle	Beratung, Planung und Treuhand AG, Visp	2012
------------------------	---	------

Geschäftsadresse	Aletsch AG c/o EnAlpin AG Bahnhofplatz 1b 3930 Visp
-------------------------	--

Bericht des Verwaltungsrates

an die ordentliche Generalversammlung 2012
für das 64. Geschäftsjahr
vom 01. Januar bis 31. Dezember 2011

Allgemeines

Neue Energiestrategie und Wasserkraft

Der schweizerische Bundesrat hat nach den Ereignissen um das Kernkraftwerk Fukushima im Mai 2011 im Rahmen einer neuen Energiestrategie den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Die vorgeschlagene Energiestrategie ist noch durch das Bundesparlament zu beraten und zu beschliessen.

Die bestehenden Kernkraftwerke sollen gemäss Medienmitteilung des Bundesrates vom 25.05.2011 am Ende ihrer Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, setzt der Bundesrat im Rahmen der neuen Energiestrategie 2050 auf verstärkte Einsparungen (Energieeffizienz), den Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien sowie wenn nötig auf fossile Stromproduktion (Wärmeerkraftkopplungsanlagen, Gaskombikraftwerke) und Importe. Zudem sollen die Stromnetze rasch ausgebaut und die Energieforschung verstärkt werden.

Die Wasserkraft nimmt in der neuen Energiestrategie der Schweiz nach wie vor einen bedeutenden Stellenwert ein.

Die Schweiz bietet gemäss Bundesamt für Energie (vgl. Webseite www.bfe.admin.ch) dank ihrer Topographie und beträchtlichen durchschnittlichen Niederschlagsmengen ideale Bedingungen für die Wasserkraftnutzung. Nachdem gegen Ende des 19. Jahrhunderts der Ausbau der Wasserkraftnutzung begonnen hatte, setzte zwischen 1945 und 1970 eine eigentliche Blütezeit ein, während der im Unterland zahlreiche neue Laufkraftwerke und in den Berggebieten die grössten Speichieranlagen erstellt wurden.

Noch zu Beginn der 1970-er Jahre stammten auf der Basis der mittleren Produktionserwartung fast 90% der inländischen Stromproduktion aus Wasserkraft. Dieser Anteil nahm durch die Inbetriebnahme der schweizerischen Kernkraftwerke bis 1985 auf rund 60% ab und liegt heute bei rund 56%. Nach wie vor ist die Wasserkraft damit die wichtigste einheimische Quelle erneuerbarer Energie.

Der Wasserkraftwerkspark der Schweiz besteht heute aus 556 Zentralen (Kraftwerke mit einer Leistung von mindestens 300 kW), welche pro Jahr durchschnittlich rund 35'830 Gigawattstunden (GWh) Strom

produzieren. Davon werden rund 47% in Laufwasserkraftwerken, 49% in Speicherkraftwerken und rund 4% in Pumpspeicherkraftwerken erzeugt. Zwei Drittel dieser Energie stammen aus den Bergkantonen Uri, Graubünden, Tessin und Wallis. Beachtliche Beiträge liefern auch die Kantone Aargau und Bern. Aus Zentralen internationaler Wasserkraftanlagen an Grenzgewässern stammen rund 11% der schweizerischen Wasserkrafterzeugung.

Die Wasserkraftnutzung hat ein Marktvolumen von gegen 2 Milliarden Franken (bei 5 Rp./kWh ab Werk) und stellt somit einen wichtigen Zweig der schweizerischen Energiewirtschaft dar.

Der Bund will die Wasserkraftnutzung mit verschiedenen Massnahmen verstärkt fördern. Bestehende Werke sollen erneuert und unter Berücksichtigung der ökologischen Anforderungen ausgebaut werden, um so das noch realisierbare ungenutzte Potenzial zu nutzen. Eines der Instrumente hierfür ist die kostendeckende Einspeisevergütung für Wasserkraftwerke bis zu einer Leistung von 10 Megawatt.

Im Rahmen der Energieperspektiven 2050 (vgl. Faktenblatt BFE vom 10.06.2011, Seite 2) wurde das Ausbaupotenzial der Wasserkraftnutzung unter den neuen Rahmenbedingungen abgeschätzt und wie folgt identifiziert:

- Ausrüstungsersatz, Erneuerungen, Umbauten: 2.4 TWh
- Neubauten Grosswasserkraft 2.4 TWh: 2.2 TWh Potenzial Grosswasserkraft abzüglich Zubau von 0.9 TWh, zuzüglich Potenziale neue Projekte 0.7 TWh und Nutzung in VAEW-Gebieten 0.4 TWh (VAEW = Verordnung über die Abgeltung von Einbussen bei der Wasserkraftnutzung). In den VAEW-Gebieten waren Grosswasserkraftprojekte in der Vergangenheit vorgesehen, auf die Realisierung wurde jedoch verzichtet und die Gebiete unter Schutz gestellt. Die betroffenen Regionen erhalten dafür eine Entschädigung für entgangene Gewinne aus der Wasserkraftnutzung (finanziert über Wasserzins / sog. Landschaftsrappen).
- Neubauten Kleinwasserkraft: 1.9 TWh
- Minderproduktion infolge (moderater) Umsetzung der Restwasserbestimmungen: 0.7 TWh (Abzug)
- Minderproduktion infolge Klimaerwärmung: 2 TWh (Abzug)

Total netto Ausbaupotenzial: 4.0 TWh oder 12% der bisherigen Wasserkraftproduktion.

Betrieb und Produktion

Klimatische Verhältnisse / Hydrologie

Das Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz fasst das Klima der Schweiz im Jahr 2011 wie folgt zusammen:

Mit einem Temperaturüberschuss von 2 Grad war 2011 gesamtschweizerisch das wärmste Jahr seit Messbeginn 1864. Landesweit war es zu trocken und es herrschten extrem sonnige Verhältnisse, wie aus den Messungen der MeteoSchweiz hervorgeht. Die ersten vier Monate zeigten sich ungewöhnlich mild und extrem niederschlagsarm. Der Frühling 2011 war der wärmste in der rund 150-jährigen Messreihe. Das Tessin verzeichnete erstmals Hitzetage bereits im April. Nach einem wechselhaften Sommer mit deutlich zu kühlen Julitemperaturen folgte der zweitwärmste Herbst seit Messbeginn. Rekordtrockenheit im Norden und Rekordwärme in den Bergen brachte der November. Grosse Schneemengen fielen in Berglagen im September und im Oktober, dann aber erst wieder ab Mitte Dezember, als es auch erstmals Schnee bis ins Flachland gab. Am Jahresende lag in höheren Lagen verbreitet überdurchschnittlich viel Schnee.

Gesamthaft gesehen waren die klimatischen Verhältnisse für die hydraulische Stromproduktion wegen der unterdurchschnittlichen Niederschläge weniger günstig als im Vorjahr. In Einzugsgebieten mit Vergletscherung bewirkten die relativ hohen Temperaturen ein forciertes Abschmelzen der Gletscher, was die ausbleibenden Niederschläge teilweise kompensierte.

Energieerzeugung Schweiz

Im hydrologischen Jahr vom 01. Oktober 2010 bis 30. September 2011 betrug die schweizerische Netto-Stromproduktion (Landeserzeugung abzüglich Verbrauch der Speicherpumpen) 61'170 GWh (minus 0.6% zum Vorjahr). Nach Deckung des Eigenverbrauchs der Schweiz resultierte ein Einfuhrüberschuss an elektrischer Energie von 2'433 GWh (Vorjahr 1'911 GWh).

Die hydraulische Produktion betrug in der Schweiz 34'601 GWh (Vorjahr 35'415 GWh) oder 54.3% der Landeserzeugung. In den Kernkraftwerken erreichte die Erzeugung von elektrischer Energie 25'583 GWh (Vorjahr 25'127 GWh) oder 40.2% der Landeserzeugung. Der Anteil der konventionell thermischen oder anderen Erzeugung (z.B. Wärmekraftwerke, Wind, Photovoltaik, Biomasse usw.) lag bei 3'508 GWh (Vorjahr 3'559 GWh) oder 5.5%.

Umbau Luftseilbahn Rischinen - Aletschji

Die Luftseilbahn von Rischinen ins Aletschji wurde ab 02. Mai 2011 einer umfassenden Erneuerung unterzogen. Die Werksbahn entspricht damit den Sicherheitsvorschriften des Interkantonalen Konkordates für Seilbahnen und Skilifte.

Schaden an der Druckleitung 1 des Kraftwerks Mörel

Am 10. Januar 2011 wurde an der Druckleitung 1 des Kraftwerks Mörel ein Leck festgestellt. Daraufhin wurde die Druckleitung ausser Betrieb genommen.

In der Folge wurden umfangreiche Untersuchungen eingeleitet und ein Experte mit der Schadensanalyse beauftragt. Der Expertenbericht kam zum Schluss, dass der Schaden durch Aussenkorrosion eingetreten ist. Verletzungen am Schutzbelag bildeten den Ausgangspunkt für die Korrosion.

Die Expertise kommt nach den durchgeführten Druckversuchen weiter zum Schluss, dass die Druckleitung 1 zwischen Fixpunkt 1 und Fixpunkt 3 auf einer Länge von ca. 400 Metern in den nächsten 2 Jahren ersetzt werden muss. Die Druckleitung 1 kann während dieser Zeit unter normalen Betriebsbedingungen im Sommer weiterbetrieben werden.

In den Jahren 2011 und 2012 laufen nun die Vorbereitungsarbeiten für den Ersatz von Teilen der Druckleitung, der dann im Jahr 2013 realisiert wird.

Mit der Electra-Massa wurde die bestehende Vereinbarung über den Wasserabtausch entsprechend modifiziert, so dass der Energieverlust der Aletsch AG begrenzt werden kann.

Energieerzeugung Aletsch AG

Gesamtproduktion

Die Eigenerzeugung in den Anlagen der Aletsch AG lag aufgrund der hydrologischen Bedingungen sowie wegen des Betriebsunterbruchs als Folge des Schadens an der Druckleitung 1 im Kraftwerk Mörel deutlich unter dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel. Diese fehlende Eigenproduktion wurde kompensiert durch die Restitutionsenergie der Grande Dixence im Kraftwerk Ackersand 2 und durch die Electra-Massa im Kraftwerk Mörel. Dies führte dazu, dass gesamthaft für die Aletsch AG eine deutlich über dem Vorjahr und dem Mittel liegende Energieproduktion resultierte.

Brutto (Eigenproduktion, Restitutionsenergie und Unterliegerbeitrag) erzeugten die Kraftwerke Ackersand 2 und Mörel 435.141 GWh (1 GWh = 1 Million Kilowattstunden) gegenüber 394.677 GWh im Vorjahr (+10.3%) und 414.100 GWh im Zehnjahresmittel (+5.1%).

Nach Abzug von Eigenbedarf, Verlusten und Abgabe von Gratisenergie standen der EnAlpin AG netto 432.556 GWh zur Verfügung. Die verfügbare Energie liegt damit mengenmässig 10.4% über dem Vorjahr und 5% über dem Zehnjahresmittel.

Kraftwerk Ackersand 2

Das Wasser der Matter Vispe wird im Kraftwerk Ackersand 2 in Mattsand/ St. Niklaus gefasst und gelangt über einen Stollen und eine Druckleitung in die Kraftwerkzentrale nach Ackersand/ Stalden. Zusätzlich wird das Wasser des Jungbachs über einen Seitenstollen in das Kraftwerkssystem eingeleitet. Im Berichtsjahr wurden im Ackersand 127.981 GWh erzeugt, davon 5.625 GWh aus dem Wasser des Jungbachs. Die vertraglich vereinbarte Restitutionsenergie der Grande Dixence SA als Abgeltung der Wasserableitung in den Lac de Dix lag bei 110.592 GWh. Die Eigenerzeugung lag in Ackersand 2 8.7% unter dem Vorjahr und 19.5% unter dem Mittel. Zusammen mit der Restitutionsenergie der Grande Dixence resultierten 238.573 GWh oder 6.9% mehr als im Vorjahr und 0.5% mehr als im Zehnjahresmittel.

Kraftwerk Mörel

Am Fusse des Grossen Aletschgletschers, im Aletschji, wird ein Teil des Schmelzwassers des Gletschers gefasst und über einen Stollen nach Ried-Mörel und die Druckleitung nach Mörel geleitet und daselbst in der Zentrale turbinert. In der Berichtsperiode lag die eigene Stromerzeugung bei 101.583 GWh, was 30.1% unter Vorjahr und 29.0% unter dem Zehnjahresmittel liegt. Die Electra-Massa lieferte 94.721 GWh als Restitutionsenergie und die SBB 0.264 GWh als Unterliegerbeitrag. Insgesamt resultierten damit aus dem Kraftwerk Mörel 196.568 GWh elektrische Energie, was 14.7% über dem Vorjahr und 11.2% über dem Mittel liegt.

Schaltanlagen und Leitungen

Laut schweizerischer Stromversorgungsgesetzgebung müssen die vertikal integrierten Stromunternehmen den Betrieb ihrer Stromnetze von den übrigen Bereichen wie Produktion und Vertrieb trennen.

Aus diesem Grund wurden die 220kV-Netze der Aletsch AG in die ALENA Aletsch Energie Netz AG, eine 100%-Tochter der Aletsch AG, transferiert.

Diese Höchstspannungsleitungen der bisherigen Netzbesitzer werden auf Mitte 2012 in die Swissgrid übertragen.

Im Verlaufe des Geschäftsjahres wurde die Due Diligence Prüfung der zu übertragenden Netzanlagen durchgeführt und das Vertragswerk mit der Swissgrid ausgearbeitet.

Die 65kV-Netze der Aletsch AG wurden auf den 01. Januar 2009 an die Valgrid AG verkauft. Die FMV SA ist mit 51% und die EnAlpin AG mit 35% an der Valgrid beteiligt. Die Valgrid ist mit der Transformierung 220/65kV, der Führung des 65kV-Netzes und der Transformierung 65/16kV im Oberwallis beauftragt.

Generalversammlung

Am 26. April 2011 wurde die ordentliche Generalversammlung in der Konzessionsgemeinde Bitsch abgehalten, mit der das Geschäftsjahr 2010 abgeschlossen wurde. Die Vertreter der Konzessionsgemeinden waren zur Generalversammlung ebenfalls eingeladen.

Verwaltungsrat

Der sechsköpfige Verwaltungsrat traf sich im Geschäftsjahr 2011 zu 3 Sitzungen. An der Generalversammlung vom 26. April 2011 wurden die Herren Beat Abgottspon, René Dirren, Rolf Escher, Dr. Armin Fust, Beat Karrer und Dr. Reinhard Oertli bis zur Generalversammlung 2014 wiedergewählt. An der konstituierenden VR-Sitzung vom 26. April 2011 wurden René Dirren als Präsident und Dr. Armin Fust als Vizepräsident bestätigt. Zudem wurde Beat Abgottspon zum Delegierten des Verwaltungsrates gewählt.

Jahresabschluss 2011

Die Jahresrechnung ist im Anhang kommentiert. Nachstehend geben wir einen ergänzenden Kommentar zu einzelnen Positionen ab.

Erfolgsrechnung

Der Vorjahresabschluss enthielt als wesentliche Besonderheit die Nachbelastung der Gewinnbesteuerung der Jahre 2008 bis 2009 aufgrund der neuen Methode der Partnerwerkbesteuerung am Produktionsstandort. Dies wirkte sich auf die erhöhten Energieabgaben an die EnAlpin sowie den hohen periodenfremden Aufwand aus.

Der Aufwand für Unterhalt und Reparaturen lag 2011 wegen des Schadens an der Druckleitung 1 des Kraftwerks Mörel deutlich über dem Vorjahr.

Die Position Beratung und Dienstleistungen enthält als Hauptposten die Geschäfts- und Betriebsführungspauschalen und die effektiven Personalkosten der Mitarbeitenden der EnAlpin.

Die Konzessionsabgaben werden ab 01. Januar 2011 auf der Grundlage des Wasserzinsmaximums von CHF 100.-/ kW Bruttoleistung abgerechnet.

Der Energieaufwand enthält im Wesentlichen die Aufwendungen für die Regelenergie.

Der Jahresgewinn wird unverändert mit CHF 1'220'000 ausgewiesen und erlaubt die Ausschüttung einer Dividende von 6%.

Bilanz

Bei einem Nettosachanlagevermögen von CHF 29'320'963 beträgt der Brandversicherungswert der Sachanlagen CHF 114'765'600. Die Wasser führenden Teile der Kraftwerkanlagen werden nicht gegen Feuer und Elementarschäden versichert.

Die langfristigen Finanzforderungen bestehen aus dem Darlehen der Aletsch AG an die ALENA Aletsch Energie Netz AG für die Finanzierung des Kaufs der 220kV-Netze auf Ende 2008.

Die aktiven Abgrenzungen gegenüber dem Aktionär EnAlpin AG im Vorjahr bestehen hauptsächlich aus der Nachbelastung aus der Jahreskostenendabrechnung aufgrund der neuen Methode der Partnerwerkbesteuerung.

Auf der Passivseite schlug sich diese Tatsache in entsprechenden hohen kurzfristigen Steuerrückstellungen nieder.

**Anträge des
Verwaltungsrates zum
Geschäftsbericht und zur
Gewinnverwendung/
Entlastung**

Der Verwaltungsrat beantragt der Generalversammlung 2012:

1. den Jahresbericht und die Jahresrechnung 2011 zu genehmigen und den Bericht der Revisionsstelle zur Kenntnis zu nehmen
2. den Vortrag aus dem Vorjahr von CHF 0.00 zuzüglich des Ergebnisses 2011 von CHF 1'220'000.00 was den Bilanzgewinn auf den 31.12.2011 von CHF 1'220'000.00 ergibt, wie folgt zu verwenden:

Dividendenausschüttung

6% Dividende auf das Aktienkapital von CHF 20'000'000.00 CHF 1'200'000.00

Einlage in die allgemeine Reserve

1/10 auf den die 5% Dividende übersteigenden Betrag von CHF 200'000.00 CHF 20'000.00

Vortrag auf neue Rechnung CHF 0.00

3. dem Verwaltungsrat Entlastung zu erteilen.

Mörel-Filet, 09. März 2012

Der Verwaltungsrat

Erfolgsrechnung

CHF

	2011	2010
Energieabgabe an Aktionär	17'551'636	25'115'968
Sonstige Umsatzerlöse	130'740	133'891
Umsatzerlöse	17'682'376	25'249'859
Ertrag aus Anlagenverkauf	0	173'612
Sonstige betriebliche Erträge	19'518	18'776
Übrige Betriebserträge	19'518	192'389
Gesamtleistung	17'701'895	25'442'248
Energieaufwand	-260'377	-238'324
Unterhalt und Reparaturen	-1'976'648	-1'290'816
Beratung und Dienstleistungen	-1'887'830	-1'911'260
Sach- und Verwaltungsaufwand	-169'042	-171'390
Sonstige betriebliche Aufwände	-345	0
Konzessionsabgaben	-6'547'111	-4'870'565
Kapital- und Grundstücksteuern	-436'000	-491'500
Betriebsaufwand	-11'277'353	-8'973'855
Betriebliches Ergebnis (EBITDA)	6'424'541	16'468'392
Abschreibungen Immaterielle Anlagen	-7'056	-7'056
Abschreibungen Sachanlagen	-1'974'552	-1'681'055
Betriebliches Ergebnis (EBIT)	4'442'934	14'780'281
Beteiligungsertrag (Dividenden)	6'000	6'000
Zinsertrag	83'940	47'616
Zinsaufwand	-8'560	-9'546
Sonstiger Finanzaufwand	-174	-213
Ordentliches Ergebnis	4'524'140	14'824'138
Periodenfremder / Ausserord. Ertrag	72'815	1'588'271
Periodenfremder / Ausserord. Aufwand	-115'955	-11'417'989
Ergebnis vor Ertragssteuern (EBT)	4'481'000	4'994'420
Ertragssteuern	-3'261'000	-3'774'420
Jahresgewinn	1'220'000	1'220'000

Bilanz

CHF

AKTIVEN	31.12.2011	31.12.2010
Anlagevermögen		
Immaterielle Anlagen	2'297'308	2'297'308
Wertberichtigung Immat. Anlagen	-2'063'581	-2'056'525
Total Immaterielle Anlagen netto	233'727	240'783
Sachanlagen		
Gebäude und Grundstücke	1'608'362	1'549'752
Kraftwerkanlagen	118'612'951	113'405'918
Fahrzeuge	214'679	202'405
Übrige Sachanlagen	250'793	250'793
Anlagen im Bau	783'160	1'706'236
Sachanlagen brutto	121'469'944	117'115'103
Wertberichtigungen Sachanlagen		
Gebäude und Grundstücke	-1'362'626	-1'356'962
Kraftwerkanlagen	-90'397'795	-88'459'673
Fahrzeuge	-193'863	-165'065
Übrige Sachanlagen	-194'698	-192'730
Wertberichtigungen	-92'148'981	-90'174'430
Total Sachanlagen netto	29'320'963	26'940'673
Finanzanlagen		
Beteiligungen	100'000	100'000
Langfristige Finanzforderungen	3'587'564	3'587'564
Total Finanzanlagen	3'687'564	3'687'564
Total Anlagevermögen	33'242'254	30'869'020
Umlaufvermögen		
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen beim Aktionär	1'449'611	0
bei Dritten	15'288	1'740
Sonstige Forderungen	175'612	1'382'930
Aktive Rechnungsabgrenzungen gegenüber Aktionär	1'451'885	12'074'082
gegenüber Dritten	0	800
Flüssige Mittel	2'796'803	927'577
Total Umlaufvermögen	5'889'199	14'387'129
Total Aktiven	39'131'453	45'256'149

Bilanz

CHF

P A S S I V E N	31.12.2011	31.12.2010
Eigenkapital		
Aktienkapital		
20'000 Inhaberaktien zu nom. CHF 1'000	20'000'000	20'000'000
Gesetzliche Reserve		
Allgemeine Reserve	4'361'400	4'341'400
Vortrag vom Vorjahr	0	0
Jahresgewinn	1'220'000	1'220'000
Bilanzgewinn	1'220'000	1'220'000
Total Eigenkapital	25'581'400	25'561'400
Fremdkapital		
Langfristiges Fremdkapital	0	0
Kurzfristiges Fremdkapital		
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten bei Dritten	0	0
Kurzfristige Rückstellungen Steuern	5'908'457	13'273'898
Verbindl. aus Lieferungen und Leistungen beim Aktionär	110'176	250'179
bei Dritten	409'680	619'028
Sonstige Verbindlichkeiten	200'269	222'329
Passive Rechnungsabgrenzungen gegenüber Aktionär	332'968	394'102
gegenüber Dritten	41'392	64'709
Konzessionsabgaben	6'547'111	4'870'505
Total Kurzfristiges Fremdkapital	13'550'053	19'694'749
Total Passiven	39'131'453	45'256'149

Mittelflussrechnung

TCHF

	2011	2010
Jahresgewinn	1'220	1'220
Abschreibungen Immaterielle Anlagen und Sachanlagen	1'982	1'688
Sonstige nicht liquiditätswirksame Posten	0	-1
Erarbeitete Mittel (Cash Flow)	3'202	2'907
Veränderung Forderungen aus Lieferung und Leistung / Sonstige Ford,	-256	-262
Veränderung Aktive Rechnungsabgrenzungen	10'623	-11'686
Veränderung Kurzfristige Rückstellungen	-7'365	12'822
Veränderung Verbindl. aus Lieferung und Leistung / Sonstige Verbindl.	-371	689
Veränderung Passive Rechnungsabgrenzungen	1'592	-5'253
Veränderung des Nettoumlaufvermögens (ohne kurzfristige Finanzforderungen / -verbindl.)	4'222	-3'691
Mittelfluss aus Geschäftstätigkeit	7'424	-784
Investitionen in Betriebsanlagen	-4'355	-1'990
Desinvestitionen von Betriebsanlagen	0	0
Veränderung Finanzanlagen	0	0
Mittelfluss aus Investitionstätigkeit	-4'355	-1'990
Veränderung Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	0	0
Veränderung Langfr. Finanzverbindlichkeiten	0	0
Gewinnausschüttung	-1'200	-1'200
Mittelfluss aus Finanzierung	-1'200	-1'200
Veränderung der Flüssigen Mittel	1'869	-3'974
Flüssige Mittel am 01.01.	928	4'902
Flüssige Mittel am 31.12.	2'797	928

Anhang zur Jahresrechnung

Anhang (gemäss Art. 663b OR)

1. Aktionär

Die Aletsch AG ist eine 100 % Tochtergesellschaft der EnAlpin AG mit Sitz in Visp.

2. Beteiligung

Am 12. Dezember 2008 wurde die ALENA Aletsch Energie Netz AG (ALENA) mit Sitz in Stalden VS gegründet. Die ALENA ist eine 100 % Tochtergesellschaft der Aletsch AG.

3. Brandversicherungswert der Sachanlagen in CHF:

	31.12.2011	31.12.2010
Gebäude	19'818'800	19'818'800
Betriebsanlagen	94'946'800	94'946'800
	114'765'600	114'765'600

4. Die Gesellschaft hat von verschiedenen Gemeinden Konzessionen erhalten für die Nutzung des Wasserdargebotes zur Produktion elektrischer Energie:

<u>Kraftwerkanlagen</u>	<u>Zuflüsse</u>	<u>Konzessionsende</u>
- KW Mörel	Massa	2045
- Ackersand 2	Vispe, Nebenflüsse	2045

5. Sachanlagen / Abschreibungen

Die einzelnen Anlagen werden linear über die technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer, jedoch maximal bis Konzessionsende, abgeschrieben.

6. Energieabgaben an Aktionär

In dieser Position sind die zu Lasten der EnAlpin gehenden Jahreskosten enthalten. Die durch die übrigen betrieblichen Erträge und den Zinsertrag nicht gedeckten Aufwendungen werden gemäss vertraglicher Regelung von der EnAlpin AG übernommen.

7. Risikobeurteilung

Die Gesellschaft verfügt über ein implementiertes Risikomanagement. Ausgehend von einer periodisch durchgeführten systematischen Risikoidentifikation werden die für die Gesellschaft wesentlichen Risiken bewertet und auf ihre Eintrittswahrscheinlichkeit und deren Auswirkungen beurteilt. Diese Risiken werden durch vom Verwaltungsrat beschlossene Massnahmen vermieden, vermindert, überwältigt oder selber getragen. Aufgrund der Risikobeurteilung sind keine besonderen Rückstellungen und Wertberichtigungen in der vorliegenden Jahresrechnung erforderlich.

8. Umgliederung in der Bilanz und Erfolgsrechnung

Bestimmte Zahlen in der Erfolgsrechnung des Berichtsjahres wie auch des Vorjahres wurden umgliedert.

Es bestehen keine weiteren nach Art. 663b OR ausweispflichtigen Tatbestände.

3930 Visp
Märtmattenstr. 1
T: 027 948 15 50
F: 027 948 15 55
E: visp@bpt.ch

3994 Lax
Furkastrasse
T: 027 971 14 10
F: 027 971 33 07
E: lax@bpt.ch

3940 Steg
Bahnhofstrasse
T: 027 948 15 50
F: 027 948 15 55
E: steg@bpt.ch

www.bpt.ch

Bericht der Revisionsstelle

zur Eingeschränkten Revision an die Generalversammlung der

Aletsch AG, Mörel

Als Revisionsstelle haben wir die Jahresrechnung (Bilanz, Erfolgsrechnung, Mittelflussrechnung und Anhang) der Aletsch AG für das am 31.12.2011 abgeschlossene Geschäftsjahr geprüft.

Für die Jahresrechnung ist der Verwaltungsrat verantwortlich, während unsere Aufgabe darin besteht, diese zu prüfen. Wir bestätigen, dass wir die gesetzlichen Anforderungen hinsichtlich Zulassung und Unabhängigkeit erfüllen.

Unsere Revision erfolgte nach dem Schweizer Standard zur Eingeschränkten Revision. Danach ist diese Revision so zu planen und durchzuführen, dass wesentliche Fehlaussagen in der Jahresrechnung erkannt werden. Eine Eingeschränkte Revision umfasst hauptsächlich Befragungen und analytische Prüfungshandlungen sowie den Umständen angemessene Detailprüfungen der beim geprüften Unternehmen vorhandenen Unterlagen. Dagegen sind Prüfungen der betrieblichen Abläufe und des internen Kontrollsystems sowie Befragungen und weitere Prüfungshandlungen zur Aufdeckung deliktischer Handlungen oder anderer Gesetzesverstösse nicht Bestandteil dieser Revision.

Bei unserer Revision sind wir nicht auf Sachverhalte gestossen, aus denen wir schliessen müssten, dass die Jahresrechnung sowie der Antrag über die Verwendung des Bilanzgewinns nicht Gesetz und Statuten entsprechen.

Visp, 12. März 2012
K:\Adr\2226\PR\G\11\OR\RB2011.doc

Beratung, Planung und Treuhand AG

Pierre-Alain Kummer
Zugelassener Revisionsexperte
Leitender Revisor

Pascal Indermitte
Zugelassener Revisor

Jahresrechnung 2011