RUSHYDRO GROUP

CONSOLIDATED INTERIM CONDENSED FINANCIAL INFORMATION (UNAUDITED) AS AT AND FOR THE SIX MONTHS ENDED 30 JUNE 2010

pwc

Report on Review of consolidated interim condensed financial information

To the Shareholders and the Board of Directors of Open Joint Stock Company Federal Hydrogeneration company:

Introduction
We have reviewed the accompanying consolidated interim condensed statement of financial position of Open Joint Stock Company Federal Hydrogeneration company and its subsidiaries (the "RusHydro Group") as of 30 June 2010 and the related consolidated interim condensed income statement, statement of comprehensive income, cash flows and changes in equity for the six months then ended. Management is responsible for the preparation and presentation of this consolidated interim condensed financial information in accordance with International Accounting Standard 34 "Interim Financial Reporting". Our responsibility is to express a conclusion on this consolidated interim condensed financial information based on our review.

Scope of Review
We conducted our review in accordance with International Standard on Review Engagements 2410, "Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity". A review of interim financial information consists of making inquiries, primarily of persons responsible for financial and accounting matters, and applying analytical and other review procedures. A review is substantially less in scope than an audit conducted in accordance with International Standards on Auditing and consequently does not enable us to obtain assurance that we would become aware of all significant matters that might be identified in an audit. Accordingly, we do not express an audit opinion.

Conclusion
Based on our review, nothing has come to our attention that causes us to believe that the accompanying consolidated interim condensed financial information of RusHydro Group is not prepared, in all material respects, in accordance with International Accounting Standard 34 "Interim Financial Reporting".

ZAO PricewaterhouseCoopers Audit

Moscow, Russian Federation

22 November 2010

ZAO PricewaterhouseCoopers Audit, White Square Office Center, 10 Butyrsky Val, Moscow, Russia, 125047
T:+7 (495) 967 6000, F: +7 (495) 967 6001, www.pwc.ru

RusHydro Group
Consolidated Interim Condensed Statement of Financial Position as at 30 June 2010 (unaudited)
(in millions of Russian Roubles unless noted otherwise)

	Note	30 June 2010	31 December 2009
ASSETS			
Non-current assets			
Property, plant and equipment	6	375,097	359,598
Investments in associates and jointly controlled entities	12	7,426	18,470
Available-for-sale financial assets	7	7,685	6,860
Other non-current assets	8	32,795	23,281
Total non-current assets		**423,003**	**408,209**
Current assets			
Cash and cash equivalents	9	27,504	52,443
Accounts receivable and prepayments	10	38,599	33,377
Inventories		1,328	1,271
Other current assets	11	22,535	11,566
Assets classified as held for sale	12	11,265	-
Total current assets		**101,231**	**98,657**
TOTAL ASSETS		**524,234**	**506,866**
EQUITY AND LIABILITIES			
Equity			
Share capital	13	269,695	269,695
Treasury shares	13	(12,172)	(12,172)
Share premium		12,005	12,005
Retained earnings and other reserves		144,903	132,378
Equity attributable to shareholders of OJSC RusHydro		**414,431**	**401,906**
Non-controlling interest		5,914	3,894
TOTAL EQUITY		**420,345**	**405,800**
Non-current liabilities			
Deferred income tax liabilities		31,216	32,618
Non-current debt	14	18,865	19,367
Other non-current liabilities	15	3,141	2,957
Total non-current liabilities		**53,222**	**54,942**
Current liabilities			
Current debt and current portion of non-current debt	14	4,728	5,072
Accounts payable and accruals	16	39,988	36,482
Current income tax payable		86	127
Other taxes payable	17	5,865	4,443
Total current liabilities		**50,667**	**46,124**
TOTAL LIABILITIES		**103,889**	**101,066**
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES		**524,234**	**506,866**

Chairman of Management Board — E. V. Dod

Chief Accountant — D. V. Finkel

22 November 2010

RusHydro Group
Consolidated Interim Condensed Income Statement for the six months ended 30 June 2010 (unaudited)
(in millions of Russian Roubles unless noted otherwise)

	Note	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Revenue	18	204,978	168,835
Operating expenses	19	(175,727)	(144,321)
Operating profit		**29,251**	**24,514**
Finance (costs) / income	20	(614)	180
Impairment of assets classified as held for sale	12	(472)	-
Share of (loss) / profit of associates and jointly controlled entities		(334)	159
Profit before income tax		**27,831**	**24,853**
Total income tax expense	21	(6,369)	(5,304)
Profit for the period		**21,462**	**19,549**
Attributable to:			
Shareholders of OJSC RusHydro		19,340	18,472
Non-controlling interest		2,122	1,077
Earnings per ordinary share for profit attributable to shareholders of OJSC RusHydro – basic and diluted (in Russian Roubles per share)	22	**0.074**	**0.075**
Weighted average number of shares outstanding – basic and diluted (thousand of shares)	22	259,813,376	244,822,589

Chairman of Management Board — E. V. Dod

Chief Accountant — D. V. Finkel

22 November 2010

RusHydro Group
Consolidated Interim Condensed Statement of Comprehensive Income for the six months ended 30 June 2010 (unaudited)
(in millions of Russian Roubles unless noted otherwise)

	Note	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Profit for the period		**21,462**	**19,549**
Other comprehensive income after income tax:			
Gains arising on available-for-sale financial assets, net of tax	7	794	2,428
Share of other comprehensive (loss) / income of associates and jointly controlled entities		(4)	98
Total comprehensive income for the period		**22,252**	**22,075**
Attributable to:			
Shareholders of OJSC RusHydro		20,130	21,001
Non-controlling interest		2,122	1,074

Chairman of Management Board E. V. Dod

Chief Accountant D. V. Finkel

22 November 2010

	Note	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES:			
Profit before income tax		**27,831**	**24,853**
Depreciation of property, plant and equipment	19	5,600	6,350
Loss on disposal of property, plant and equipment, net	19	183	21
Finance costs / (income)	20	614	(180)
Impairment of assets classified as held for sale	12	472	-
Accrual / (reversal) of impairment of accounts receivable	19	115	(570)
Share of loss / (profit) of associates and jointly controlled entities		334	(159)
Effect of Share Option Programme	5	685	143
Pension expenses		42	76
Other expenses		2	33
Operating cash flows before working capital changes and income tax paid		**35,878**	**30,567**
Working capital changes:			
Increase in accounts receivable and prepayments		(3,910)	(8,997)
(Increase) / decrease in other current assets		(468)	35
Increase in inventories		(59)	(115)
Increase in other non-current assets		(1,262)	(45)
Decrease in accounts payable and accruals		(994)	(552)
Increase in other taxes payable		1,428	1,141
(Decrease) / increase in other non-current liabilities		(12)	189
Income tax paid		(9,178)	(5,838)
Net cash generated by operating activities		**21,423**	**16,385**
CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES:			
Purchase of property, plant and equipment		(21,371)	(10,549)
Proceeds from sale of property, plant and equipment		7	39
Purchase of promissory notes and other investments		(27,416)	(5,267)
Proceeds from sale of promissory notes and other investments		7,305	83
Purchase of entities under common control	2	(7,995)	-
Proceeds from sales of available-for-sale financial assets		-	148
Settlement of derivative financial instruments		(1,603)	100
Loans issued		(8)	(17)
Interest received		1,243	2,085
Net cash used in investing activities		**(49,838)**	**(13,378)**

	Note	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES:			
Proceeds from debt	14	4,343	3,658
Repayment of debt	14	(4,654)	(2,245)
Interest paid		(980)	(1,534)
Dividends paid by the Group in favour of non-controlling interest holders		-	(101)
Proceeds from share issue	16	4,603	11,129
Proceeds from share issue in subsidiary	16	812	791
Finance lease payments		(572)	(1,205)
Net cash generated by financing activities		**3,552**	**10,493**
Foreign exchange losses on cash balances		**(76)**	**-**
(Decrease) / increase in cash and cash equivalents		**(24,939)**	**13,500**
Cash and cash equivalents at the beginning of the period	9	**52,443**	**30,109**
Cash and cash equivalents at the end of the period	9	**27,504**	**43,609**

Chairman of Management Board — E. V. Dod

Chief Accountant — D. V. Finkel

22 November 2010

RusHydro Group
Consolidated Interim Condensed Statement of Changes in Equity for the six months ended 30 June 2010 (unaudited)
(in millions of Russian Roubles unless noted otherwise)

	Note	Share capital	Treasury shares	Share premium	Merger reserve	Revaluation reserve	Available-for-sale financial assets	Retained earnings	Equity attributable to shareholders of OJSC RusHydro	Non-controlling interest	Total equity
As at 1 January 2010		**269,695**	**(12,172)**	**12,005**	**(77,070)**	**147,630**	**4,659**	**57,159**	**401,906**	**3,894**	**405,800**
Total comprehensive income		-	-	-	-	-	794	19,336	20,130	2,122	22,252
Acquisition of entities under common control	2	-	-	-	(8,300)	-	-	-	(8,300)	-	(8,300)
Effect of Share Option Programme	5	-	-	-	-	-	-	685	685	-	685
Effect of changes in non-controlling interest		-	-	-	-	-	-	10	10	(7)	3
Disposal of revaluation reserve due to disposal of property, plant and equipment		-	-	-	-	(59)	-	59	-	-	-
Dividends	13	-	-	-	-	-	-	-	-	(95)	(95)
As at 30 June 2010		**269,695**	**(12,172)**	**12,005**	**(85,370)**	**147,571**	**5,453**	**77,249**	**414,431**	**5,914**	**420,345**

RusHydro Group
Consolidated Interim Condensed Statement of Changes in Equity for the six months ended 30 June 2010 (unaudited)
(in millions of Russian Roubles unless noted otherwise)

	Note	Share capital	Treasury shares	Share premium	Merger reserve	Revaluation reserve	Available-for-sale financial assets	Retained earnings	Equity attributable to shareholders of OJSC RusHydro	Non-controlling interest	Total equity
As at 1 January 2009		**245,014**	**(8,172)**	**12,005**	**(76,447)**	**151,299**	**-**	**19,940**	**343,639**	**2,738**	**346,377**
Total comprehensive income		-	-	-	-	-	2,431	18,570	21,001	1,074	22,075
Share issue	13	10,000		-	-	-	-	-	10,000	-	10,000
Effect of Share Option Programme	5	-	-	-	-	-	-	143	143	-	143
Effect of changes in non-controlling interest	13	-	-	-	-	-	-	2,101	2,101	1,171	3,272
Disposal of revaluation reserve due to disposal of property, plant and equipment		-	-	-	-	(111)	-	111	-	-	-
Dividends	13	-	-	-	-	-	-	-	-	(233)	(233)
As at 30 June 2009		**255,014**	**(8,172)**	**12,005**	**(76,447)**	**151,188**	**2,431**	**40,865**	**376,884**	**4,750**	**381,634**

Chairman of Management Board — E. V. Dod

Chief Accountant — D. V. Finkel

22 November 2010

Note 1. The Group and its operations

Open Joint Stock Company Federal Hydrogeneration Company (OJSC RusHydro – hereinafter referred to as "the Company") was incorporated as a wholly-owned subsidiary of the Russian Open Joint Stock Company for Energy and Electrification Unified Energy System of Russia (hereinafter referred to as "RAO UES") on 26 December 2004, based on the Decision of the Board of Directors of RAO UES dated 24 December 2004 in accordance with the Resolution of the Russian Government No. 526 dated 11 July 2001 "On Reforming the Russian Federation Electric Utilities Industry" (hereinafter referred to as "Resolution No. 526") and Resolutions of the Russian Government No. 1254-r dated 1 September 2003 and No. 1367-r dated 25 October 2004.

On 1 July 2008 RAO UES ceased to exist and the Company became controlled by the State (the Russian Federation).

As at 30 June 2010 RusHydro Group (hereinafter referred to as "the Group") consists of the Company and its subsidiaries. The Group's principal subsidiaries are presented in Note 3. The Company has 20 branches across the Russian Federation, including: Bureiskaya HPP, Volzhskaya HPP, Dagestan branch, Votkinskaya HPP, Zhigulevskaya HPP, Zagorskaya HAEPP, Zeiskaya HPP, Irganaiskaya HPP, Kabardino-Balkarskii branch, Kamskaya HPP, Karachaevo-Cherkesskii branch, Kaskad Verkhnevolzhskih HPPs, Kaskad Kubanskih HPPs, Corporate Institute of Electrical Energy Industry, Nizhegorodskaya HPP, Novosibirskaya HPP, Saratovskaya HPP, Sayano-Shushenskaya HPP named after P. S. Neporozhny, Severo-Osetinskii branch, Cheboksarskaya HPP.

The Group's principal activities are the generation and sales of electricity and capacity on the Russian wholesale electricity market as well as the retail electricity market.

The Company's registered office is located at 51, Respubliki Street, Krasnoyarsk, Krasnoyarsk region, the Russian Federation.

The ordinary shares of the Company are traded on the MICEX Stock Exchange and the Russian Trading System.

Starting from 2009, Global Depositary Receipts of the Company under Rule 144A (hereinafter referred to as "GDRs") are traded on both the Main Market of London Stock Exchange and the PORTAL system, Level 1 American Depositary Receipts (hereinafter referred to as "ADRs") are traded on both the Main Market of London Stock Exchange and on the over-the-counter market in the United States of America (Note 25). Each GDR and ADR represents 100 ordinary shares of the Company.

The Group was formed for the purposes of implementing Russian Government's policy in the hydropower industry, creating the conditions for effective functioning of the wholesale electricity market, implementing investments and capital raising strategy for the purposes of development of the hydropower industry, development and realisation of scientific and technological policy and implementation of the new advanced equipment and technology, including exploration of renewable energy sources.

Relations with the State and current regulation. As at 30 June 2010 the Russian Federation owns 60.91 percent of the total voting ordinary shares of the Company (31 December 2009: 60.38 percent). The Group's major customer base and its contractors and suppliers include entities controlled by, or related to the State, which provide the Group with electricity dispatch, transmission and distribution services (Note 5).

In addition, the Government affects the Group's operations through:

- participation of its representatives in the Company's Board of Directors;
- its tariff regulation within wholesale electricity and capacity as well as retail electricity markets;
- agreement procedures for the Company's investment programme, volume and sources of their financing, control over its implementation;
- existing antimonopoly regulation.

The Federal Service on Tariffs (hereinafter referred to as "FST") regulates electricity and capacity tariffs by setting minimum and maximum levels of tariffs for final consumers and wholesale market, and the Regional Energy Commissions (hereinafter referred to as "RECs") set tariffs for electricity for final consumers and tariffs for electricity distribution through the low voltage grids on regional retail markets. The Group's companies sell electricity and capacity both at free trading terms and at tariffs governed by both regulations specific to the electricity industry and regulations applicable to natural monopolies.

Since 2008 FST has calculated tariffs based on a tariff indexation formula, as opposed to the former "cost-plus" tariff system under which tariff increases were linked to the costs of a power station. Tariff indexation formulas are based on, among other things, the forecasted level of inflation, changes in the tax regime and the amount of investment required to maintain, and in some cases, to develop the existing generation assets. The indexation formulas are applied by reference to the costs under Russian standards of accounting (hereinafter referred to as "RSA") that were used in the "cost-plus" tariffs for 2007, which is considered the reference year for the purposes of the indexation method.

The procedure for approving the Company's investment programme is regulated by the Resolution of the Russian Government No. 977 dated 1 December 2009 "On Investment Programmes of Power Industry Entities". The Company's investment programme is subject to agreement with the state regulators: Ministry of Energy of the Russian Federation, Ministry of Economic Development of the Russian Federation, Ministry of Finance of the Russian Federation, Ministry of Industry and Trade of the Russian Federation, Federal Antimonopoly Service of the Russian Federation, FST, State Agency for Nuclear Energy Rosatom and local authorities. The Company's investment programme for 2010 was approved in March 2010.

As described above, the Russian Government's economic, social and other policies could have a material effect on the Group's operations.

Sector restructuring. In recent years, the Russian electricity industry has undergone a restructuring process regulated by the Resolution No. 526 that aimed to (i) reform the market structure, (ii) implement the liberalisation of the competitive segments of the electricity and capacity sector, including generation, sales, repairs and servicing, and (iii) improve regulatory pricing for the non-competitive lines of business of the electricity industry.

Resolution No. 526 completely transformed the overall structure of the energy industry through the breaking-up the whole vertically-integrated system of energy companies controlled by RAO UES and creating mono-profile companies with the following activities: generation, transmission, distribution, retail sales, repairs and servicing operations. The restructuring process was completed on 1 July 2008 when RAO UES demerged into more than 20 independent companies each engaged in either the competitive sector (generation) or non-competitive sector (transmission and distribution).

A crucial step in developing a competitive wholesale electricity and capacity market was the adoption of the new rules of the wholesale electricity (capacity) market of the Transitional Period (hereinafter referred to as "Rules") approved by the Resolution of the Russian Government No. 529 dated 31 August 2006 "On Improving the Procedure for the Functioning of the wholesale electricity (capacity) market" and which came into force on 1 September 2006. Under the new wholesale market framework four sectors of the electricity market were introduced:

- Regulated contracts (sales of pre-determined volumes at tariffs approved by FST);
- One-day-ahead market (electricity competitive trading, non-regulated prices);
- Balancing (deviation) electricity market (non-regulated prices); and
- Unregulated bilateral contracts (sale and purchase of electricity and capacity at non-regulated prices).

The period from 1 September 2006 to the end of 2010 is a transitional period until the liberalisation of the wholesale electricity and capacity market is fully completed.

At the beginning of the transitional period Regulated contracts covered almost all volume of electricity and capacity produced and sold. According to the Rules, the share of sales under regulated contracts is expected to decline:

- from 1 July 2010 – up to 15 – 20 percent; and
- from 1 January 2011 the wholesale electricity and capacity market is expected to be fully liberalised.

Amendments to the above mentioned Rules were approved by the Resolution of the Russian Government No. 476 dated 28 June 2008 "On Amending Certain Decisions of the Government of the Russian Federation on the Organisation of Competitive Trading in Generating Power in the Wholesale Electricity (Capacity) Market", which provides for the introduction of competitive mechanisms of capacity trading on the new wholesale market during the transitional period in the contracted volumes at regulated tariffs.

The competitive mechanisms of capacity trading provide the suppliers with guaranteed payments at tariffs not exceeding the regulated tariffs approved by FST for capacity included in the annual forecast balance as at 1 January 2007. At the same time sales of the above capacity volumes can be made through bilateral

agreements with customers at non-regulated tariffs, not limited by FST tariffs. The prices changed for capacity by the new generating units which were put into operation after 1 January 2007 are not limited by the regulated tariffs but should be economically justified. The compliance of suppliers with the above criteria is monitored by the wholesale trade organisation – Non-profit Partnership Council for Organising Efficient System of Trading at Wholesale and Retail Electricity and Capacity Market (hereinafter referred to as "NP Council Market").

The Russian Government introduced a new legislative framework for selling capacity by Resolution of the Russian Government No. 89 dated 24 February 2010 "On Certain Issues on Organisation of Long-Term Capacity Competitive Selection on the Wholesale Power Market". Under this framework, starting from 2011, long-term competitive selection of bids for capacity will be conducted annually four years ahead of the year of capacity supply. The competitive selections of bids for capacity for 2011 year will be conducted within 2010 year and for 2012 – 2015 years – within 2011 year.

The current process of liberalisation does not extend to the retail electricity and capacity market or to the wholesale market of the Far East region, where several power stations of the Group are located, which remain subject to regulated tariffs. Households and similar consumer groups will continue to pay for electricity at the tariffs set by the state regulator at least until 2011.

Management believes that ultimately a stable regulatory regime and a competitive power market will be put in place so that the Group will be able to raise the necessary financing to sustain the business. However, there can be no assurance in this regard.

Accident at Sayano-Shushenskaya HPP. As a result of the accident which occurred at Sayano-Shushenskaya HPP in August 2009, the majority of the technological systems of that station were flooded or significantly damaged. The total installed capacity of the damaged hydro turbine units was 6,400 MW.

During the six month ended 30 June 2010 the Group continued restoration works at Sayano-Shushenskaya HPP in accordance with the restoration plan. Hydro turbine unit No. 6 (GA-6) and hydro turbine unit No. 5 (GA-5) were put back into production in February and March 2010 respectively. Commercial operation of these units provided the total installed capacity of 1,280 MW (Note 25).

Seasonality of business. The Group's electricity and capacity generation depends on water flow in the river systems and weather conditions. In spring and in summer (flood period) electricity production is higher than in autumn and in winter. Demand for electricity and capacity also varies with seasons and weather conditions. The seasonal nature of electricity generation and demand has a significant influence on the volume of energy generated and purchased by the Group.

Note 2. Basis of preparation

Statement of compliance

This Consolidated Interim Condensed Financial Information has been prepared in accordance with and complies with IAS 34, *Interim Financial Reporting* and should be read in conjunction with the annual consolidated financial statements as at and for the year ended 31 December 2009, which have been prepared in accordance with IFRS.

Except as described below, the same accounting policies and methods of computation were followed in the preparation of this Consolidated Interim Condensed Financial Information as were followed in the preparation of the annual consolidated financial statements for the year ended 31 December 2009.

Predecessor accounting

The prior period statement of financial position, income statement, statement of comprehensive income, statement of cash flows and statement of changes in equity are not the same as those previously presented due to the acquisition of businesses under common control during the first half of 2010 that have been accounted for using the predecessor values method and retrospectively presented in all periods reported.

In the first half of 2010 the following entities were acquired from OJSC RAO Energy System of East Group and OJSC Lenenergo for a cash consideration of RR 7,832 million and RR 468 million respectively (RR 7,995 million paid in the first half of 2010), were accounted for using predecessor values and retrospectively presented in all periods reported: OJSC Mosenergosbyt (with the following subsidiaries: OJSC ESCMO, LLC Integrator IT, LLC Mosenergosbyt – Domodedovo, LLC Mosenergosbyt – Egorievsk, LLC Mosenergosbyt – Naro-Fominsk, LLC Mosenergosbyt – Orekhovo-Zuevo, OJSC Mosenergosbyt – Pushkino, LLC Mosenergosbyt – Sergiev-Posad, LLC Mosenergosbyt – Chekhov, LLC Mosenergosbyt –

Shatura, LLC Mosenergosbyt – Electrostal, LLC Mosenergosbyt – Ramenskoye, OJSC Mosenergosbyt – Serpukhov, LLC Mosenergosbyt – Lukhovitsy and OJSC Mosenergosbyt – Podolsk), OJSC Saint-Petersburg Sale Company (with the following subsidiaries: CJSC Petroelectrosbyt and LLC Energia Holding), OJSC Altayenergosbyt, OJSC Tambov Energy Retailing Company, OJSC Saratovenergo and OJSC United Energy Retailing Company.

	31 December 2008		31 December 2009	
	Before restatement	After restatement	Before restatement	After restatement
Total assets	426,371	445,181	483,255	506,866
Total liabilities	82,758	98,804	79,972	101,066

	Six months ended 30 June 2009	
	Before restatement	After restatement
Revenue	56,888	168,835
Profit for the period	17,859	19,549

Adoption of New or Revised Standards and Interpretations

Certain new standards, interpretations and amendments to the existing standards, as disclosed in the consolidated financial statements for the year ended 31 December 2009, became effective for the Group from 1 January 2010.

IAS 27, Consolidated and Separate Financial Statements and amendments to IAS 28, Investments in associates (revised in January 2008; effective for annual periods beginning on or after 1 July 2009). The revised IAS 27 requires an entity to attribute total comprehensive income to the owners of the parent and to the non-controlling interests (previously "minority interests") even if this results in the non-controlling interests having a deficit balance (the current standard requires the excess losses to be allocated to the owners of the parent in most cases). The revised standard specifies that changes in a parent's ownership interest in a subsidiary that do not result in the loss of control must be accounted for as equity transactions. The revised requirements also specify how an entity should measure any gain or loss arising on the loss of control of a subsidiary or loss of significant influence over an associate.

IFRS 3, Business Combinations (revised in January 2008; effective for business combinations for which the acquisition date is on or after the beginning of the first annual reporting period beginning on or after 1 July 2009). The revised IFRS 3 allows entities to choose to measure non-controlling interests using the existing IFRS 3 method (proportionate share of the acquiree's identifiable net assets) or at fair value. The revised IFRS 3 is more detailed in providing guidance on the application of the purchase method to business combinations. The requirement to measure every asset and liability at fair value at each step in a step acquisition for the purposes of calculating a portion of goodwill has been removed. Instead, in a business combination achieved in stages, the acquirer must remeasure its previously held equity interest in the acquiree at its acquisition-date fair value and recognise the resulting gain or loss, if any, in profit or loss. Acquisition-related costs must be accounted for separately from the business combination and therefore recognised as expenses rather than included in goodwill. An acquirer must recognise at the acquisition date a liability for any contingent purchase consideration. Changes in the value of that liability after the acquisition date are recognised in accordance with other applicable IFRSs, as appropriate, rather than by adjusting goodwill. The revised IFRS 3 brings into its scope business combinations involving only mutual entities and business combinations achieved by contract alone.

IFRIC 17, Distribution of Non-Cash Assets to Owners (issued in November 2008; effective for annual periods beginning on or after 1 July 2009). The amendment clarifies when and how any distribution of non-cash assets as dividends to the owners should be recognised. An entity should measure a liability to distribute non-cash assets as a dividend to its owners at the fair value of the assets to be distributed. A gain or loss on disposal of the distributed non-cash assets is recognised in profit or loss when the entity settles the dividend payable. IFRIC 17 is not relevant to the Group's operations because it does not distribute non-cash assets to owners.

IFRIC 18, Transfers of Assets from Customers (issued in January 2009; effective for transfers received on or after 1 July 2009). The interpretation clarifies the accounting for transfers of assets from customers, namely, the circumstances in which the definition of an asset is met; the recognition of the asset and the measurement of its cost on initial recognition; the identification of the separately identifiable services

(one or more services in exchange for the transferred asset); the recognition of revenue, and the accounting for transfers of cash from customers. IFRIC 18 does not have any impact on the Consolidated Interim Condensed Financial Information.

IFRS 1, First-time Adoption of International Financial Reporting Standards (following an amendment in December 2009, effective for the first IFRS financial statements for a period beginning on or after 1 July 2009). The revised IFRS 1 retains the substance of its previous version but within a changed structure in order to make it easier for the reader to understand and better accommodate future changes. The revised standard does not have any effect on the Consolidated Interim Condensed Financial Information.

Additional Exemptions for First-time Adopters – Amendments to IFRS 1, First-time Adoption of IFRS (issued in July 2009; effective for annual periods beginning on or after 1 January 2010). The amendments exempt entities using the full cost method from retrospective application of IFRSs for oil and gas assets and also exempt entities with existing leasing contracts from reassessing the classification of those contracts in accordance with IFRIC 4, *Determining Whether an Arrangement Contains a Lease* when the application of their national accounting requirements produced the same result. The amendments do not have any effect on the Consolidated Interim Condensed Financial Information.

Group Cash-settled Share-based Payment Transactions – Amendments to IFRS 2, Share-based Payment (issued in June 2009; effective for annual periods beginning on or after 1 January 2010). The amendments provide a clear basis to determine the classification of share-based payment awards in both consolidated and separate financial statements. The amendments incorporate into the standard the guidance in IFRIC 8 and IFRIC 11, which are withdrawn. The amendments expand on the guidance given in IFRIC 11 to address plans that were previously not considered in the interpretation. The amendments also clarify the defined terms in the Appendix to the standard. The amendments do not have any material effect on the Consolidated Interim Condensed Financial Information.

Eligible Hedged Items – Amendment to IAS 39, Financial Instruments: Recognition and Measurement (issued in July 2008; effective with retrospective application for annual periods beginning on or after 1 July 2009). The amendment clarifies how the principles that determine whether a hedged risk or portion of cash flows is eligible for designation should be applied in particular situations. The amendment does not have any impact on the Consolidated Interim Condensed Financial Information as the Group does not apply hedge accounting.

Improvements to International Financial Reporting Standards (issued in April 2009; amendments to IFRS 2, IAS 38, IFRIC 9 and IFRIC 16 are effective for annual periods beginning on or after 1 July 2009; amendments to IFRS 5, IFRS 8, IAS 1, IAS 7, IAS 17, IAS 36 and IAS 39 are effective for annual periods beginning on or after 1 January 2010). The improvements consist of a mixture of substantive changes and clarifications in the following standards and interpretations: clarification that contributions of businesses in common control transactions and formation of joint ventures are not within the scope of IFRS 2; amendments to IFRS 5 stating that where control is lost, the assets and liabilities of the subsidiary will meet the held-for-sale criteria even where a non-controlling interest in the subsidiary is retained and clarifying of disclosure requirements for non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale or discontinued operations; requiring to report a measure of total assets and liabilities for each reportable segment under IFRS 8 only if such amounts are regularly provided to the chief operating decision maker; amending IAS 1 to allow classification of certain liabilities settled by entity's own equity instruments as non-current; changing IAS 7 such that only expenditures that result in a recognised asset are eligible for classification as investing activities; allowing classification of certain long-term land leases as finance leases under IAS 17 even without transfer of ownership of the land at the end of the lease; providing additional guidance in IAS 18 for determining whether an entity acts as a principal or an agent; clarification in IAS 36 that a cash generating unit shall not be larger than an operating segment before aggregation; supplementing IAS 38 regarding measurement of fair value of intangible assets acquired in a business combination; amending IAS 39 (i) to include in its scope option contracts that could result in business combinations, (ii) to clarify the period of reclassifying gains or losses on cash flow hedging instruments from equity to profit or loss and (iii) to state that a prepayment option is closely related to the host contract if upon exercise the borrower reimburses economic loss of the lender; amending IFRIC 9 to state that embedded derivatives in contracts acquired in common control transactions and formation of joint ventures are not within its scope; and removing the restriction in IFRIC 16 that hedging instruments may not be held by the foreign operation that itself is being hedged. The amendments do not have any material effect on the Consolidated Interim Condensed Financial Information, except for amendment to IFRS 5 (Note 12).

New accounting pronouncements

The following new standards, interpretations and amendments to standards and interpretations have been issued but are not effective for the financial year beginning 1 January 2010 and have not been early adopted, except early adoption of IAS 24 regarding partial exemption for government related entities:

IFRS 9, Financial Instruments Part 1: Classification and Measurement. IFRS 9 was issued in November 2009 and replaces those parts of IAS 39 relating to the classification and measurement of financial assets. Key features are as follows:

- Financial assets are required to be classified into two measurement categories: those to be measured subsequently at fair value, and those to be measured subsequently at amortised cost. The decision is to be made at initial recognition. The classification depends on the entity's business model for managing its financial instruments and the contractual cash flow characteristics of the instrument.
- An instrument is subsequently measured at amortised cost only if it is a debt instrument and both (i) the objective of the entity's business model is to hold the asset to collect the contractual cash flows, and (ii) the asset's contractual cash flows represent only payments of principal and interest (that is, it has only "basic loan features"). All other debt instruments are to be measured at fair value through profit or loss.
- All equity instruments are to be measured subsequently at fair value. Equity instruments that are held for trading will be measured at fair value through profit or loss. For all other equity investments, an irrevocable election can be made at initial recognition, to recognise unrealised and realised fair value gains and losses through other comprehensive income rather than profit or loss. There is to be no recycling of fair value gains and losses to profit or loss. This election may be made on an instrument-by-instrument basis. Dividends are to be presented in profit or loss, as long as they represent a return on investment.

While adoption of IFRS 9 is mandatory from 1 January 2013, early adoption is permitted.

The Group is considering the implications of the standard, the impact on the Group and the timing of its adoption by the Group.

Classification of Rights Issues – Amendment to IAS 32, Financial Instruments: Presentation (issued in October 2009; effective for annual periods beginning on or after 1 February 2010). The amendment exempts certain rights issues of shares with proceeds denominated in foreign currencies from classification as financial derivatives. The Group does not expect the amendment to have any effect on the Group.

IAS 24, Related Party Disclosures (revised in November 2009; effective for annual periods beginning on or after 1 January 2011). IAS 24 was revised in 2009 by: (i) simplifying the definition of a related party, clarifying its intended meaning and eliminating inconsistencies; and by (ii) providing a partial exemption from the disclosure requirements for government related entities. The Group has early adopted partial exemption of IAS 24 regarding government related entities. The new requirement for government related entities is to disclose only individually significant transactions and transactions that may be collectively significant.

Amendments to IFRIC 14, IAS 19 – The limit on a defined benefit asset, minimum funding requirements and their interaction (issued in November 2009; effective for annual periods beginning on or after 1 January 2011). The amendments correct an unintended consequence of IFRIC 14 which didn't permit entities to recognise as an asset some voluntary prepayments for minimum funding contributions. This was not intended when IFRIC 14 was issued, and the amendments correct the problem.

IFRIC 19, Extinguishing Financial Liabilities with Equity Instruments (issued in November 2009; effective for annual periods beginning on or after 1 July 2010). This IFRIC clarifies the accounting when an entity settles its debt by issuing its own equity instruments. A gain or loss is recognised in profit or loss based on the fair value of the equity instruments compared to the carrying amount of the debt. The Group is currently assessing the impact of the interpretation.

Note 3. Principal subsidiaries

The following are the principal subsidiaries which have been consolidated into this Consolidated Interim Condensed Financial Information. The majority of subsidiaries are incorporated and operate in the Russian Federation.

The list of the principal subsidiaries includes only significant entities:

	30 June 2010		31 December 2009	
	% of ownership	% of voting	% of ownership	% of voting
OJSC Altayenergosbyt**	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
CJSC Boguchanskaya HPP Construction Organiser	51.00%	51.00%	51.00%	51.00%
CJSC Boguchansky Aluminium Plant Construction Customer	51.00%	51.00%	51.00%	51.00%
OJSC Chirkeigesstroy	75.00%-1 share	75.00%-1 share	75.00%-1 share	75.00%-1 share
OJSC Chuvashskaya energy retail company	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC El Verchne-Mutnovsky GeoPP*	86.18%	95.81%	86.18%	95.81%
OJSC Elektroremont-VKK	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC ESC RusHydro	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC ESCO UES	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Far East Wind Power Plant	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Geotherm	79.84%	79.84%	79.84%	79.84%
OJSC Gidroremont-VKK	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
LLC Gidroservice (former LLC Management on restoration and reconstruction of SShHPP)*	100.00%	-	100.00%	-
CJSC HydroEngineering Siberia	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Hydrogeneration Company of Karachaevo-Cherkessia	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC HydroInvest	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
HydroOGK Aluminium Company Ltd	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
HydroOGK Power Company Ltd	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
LLC Index energetiki – HydroWGC*	100.00%	-	100.00%	-
OJSC Institute Hydroproject	62.62%	62.62%	62.62%	62.62%
OJSC Kolimaenergo	64.27%	64.27%	64.27%	64.27%
OJSC Krasnoyarskenergosbyt*	51.75%	66.33%	51.75%	66.33%
OJSC Lenhydroproject	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Malaya Mezenskaya PES	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Mosenergosbyt**	50.90%	50.90%	50.90%	50.90%
OJSC NIIES	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Nizhne-Bureiskaya HPP	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Nizhne-Kurejskaya HPP	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Nizhne-Zeiskaya HPP	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Pauzhetskaya GeoPP*	79.84%	100.00%	79.84%	100.00%
OJSC Renewable Energy Engineering Center	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC RusHydro MC	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Ryazan Power Distributing Company	90.52%	90.52%	90.52%	90.52%
OJSC Saint-Petersburg Sale Company**	61.51%	67.08%	61.51%	67.08%
OJSC Saratovenergo**	48.36%	49.00%	48.36%	49.00%
OJSC SSHPR	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Sulak GidroKaskad	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Tambov Energy Retailing Company**	49.01%	56.01%	49.01%	56.01%
OJSC Turboremont-VKK	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Ust'-Srednekangesstroy*	64.27%	100.00%	64.27%	100.00%
OJSC Ust'-Srednekanskaya HPP*	48.75%	72.82%	48.75%	72.82%
OJSC VNIIG	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Yuzhno-Yakutsky HPC	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Zagorskaya GAES-2	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OJSC Zaramag HS	95.45%	95.45%	95.45%	95.45%

* The difference between the ownership interest and voting interest represents the effect of preference shares and / or effects of indirect ownership, or non-corporate partnership (LLC).

** Companies acquired under common control transactions during the six months ended 30 June 2010 and accounted for on a predecessor basis (Note 2).

Note 4. Segment information

The Board of Directors generally analyses information by the groups of operations which are consolidated in the following separate reporting segments:

- Generation segment includes the Company and Group's subsidiaries with production and sale of electricity and capacity operations.
- Retailing segment includes the Group's subsidiaries – participants of the electricity market where they buy electricity and capacity and resell it to customers. Most of the entities included in this segment have the status of "underwriting suppliers" which are obliged to sign contracts on supplies with all final customers of their region upon their request.
- Research and Development Institutes segment comprises the Group's subsidiaries primarily engaged in research and development related to the electricity industry and construction of hydropower facilities.
- Repairs segment includes the Group's subsidiaries engaged in repair, upgrade and reconstruction of equipment and hydropower facilities.
- Contractors segment includes the Group's subsidiaries engaged in hydropower stations construction.

All other segments include a number of minor segments which do not have similar economic characteristics.

Assets of all other segments include assets under construction which will be transferred to the Generation segment on their completion. Liabilities of all other segments consist primarily of intercompany current and non-current debts, accounts payable and accruals.

Management reviews the segment financial information which is prepared in accordance with RSA. Such information differs in certain respects from the IFRS:

- changes in the fair values of available-for-sale financial assets that are reported within the segments' profits or losses rather than in comprehensive income;
- income taxes are not allocated to segments;
- liabilities for the Group's post-employment obligations are not recognised;
- provisions for accounts receivable are recognised based on the management judgment and availability of information rather than based on the incurred loss model prescribed in IAS 39;
- investments in subsidiaries are not consolidated and investments in associates are not accounted for using the equity method;
- other intercompany assets and liabilities balances are not eliminated.

Management believes that EBITDA represents useful means of assessing the performance of ongoing operating activities of the Company and Group's subsidiaries, as it reflects the earnings trends without showing the impact of certain charges.

Segment information as at and for the six months ended 30 June 2010, for the six months ended 30 June 2009 and as at these dates based on the amounts of the RSA business plans is presented below:

	Generation	Retailing	Research and Development Institutes	Repairs	Contractors	All other segments	Total Group
Six months ended 30 June 2010							
Revenue from external customers	40,580	161,950	259	343	767	625	204,524
Intersegment revenue	2,384	1,039	420	1,644	5,126	921	11,534
Total revenue	**42,964**	**162,989**	**679**	**1,987**	**5,893**	**1,546**	**216,058**
EBITDA*	**27,247**	**8,646**	**48**	**138**	**(41)**	**203**	**36,241**
Capital expenditure**	**11,413**	**408**	**170**	**88**	**37**	**10,892**	**23,008**
As at 30 June 2010							
Total reportable segment assets	**522,957**	**39,835**	**1,774**	**1,489**	**5,100**	**110,242**	**681,397**
Total reportable segment liabilities	**41,096**	**24,282**	**1,138**	**1,201**	**4,104**	**86,713**	**158,534**

	Generation	Retailing	Research and Development Institutes	Repairs	Contractors	All other segments	Total Group
Six months ended 30 June 2009							
Revenue from external customers	36,000	130,260	246	132	758	561	167,957
Intersegment revenue	4,122	278	535	758	1,607	672	7,972
Total revenue	**40,122**	**130,538**	**781**	**890**	**2,365**	**1,233**	**175,929**
EBITDA*	**26,309**	**3,148**	**44**	**62**	**112**	**220**	**29,895**
Capital expenditure**	**5,792**	**124**	**60**	**19**	**204**	**5,828**	**12,027**
As at 31 December 2009							
Total reportable segment assets	**498,684**	**34,237**	**1,435**	**1,120**	**5,079**	**90,816**	**631,371**
Total reportable segment liabilities	**36,951**	**24,396**	**816**	**900**	**4,014**	**68,825**	**135,902**

* EBITDA – earnings before interest, tax and depreciation, calculated as gross profit under RSA before depreciation.

** Capital expenditure represents property, plant and equipment under RSA, including advances to construction companies and suppliers of property, plant and equipment.

A reconciliation of the reportable segments results to the Consolidated Interim Condensed Financial Information for the six months ended 30 June 2010, for the six months ended 30 June 2009 and as at these dates is provided as follows:

	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Total revenues from reportable segments (RSA)	**214,512**	**174,696**
Revenues from all other segments	1,546	1,233
Differences in revenue recognition (under IFRS)	388	589
Elimination of intersegment revenues	(11,534)	(7,972)
Other	66	289
Total revenue (IFRS)	**204,978**	**168,835**

	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
EBITDA for reportable segments (RSA)	**36,038**	**29,675**
EBITDA from all other segments	203	220
Finance lease adjustment	505	704
(Accrual) / reversal of impairment of accounts receivable (Note 19)	(115)	570
Effect of the Share Option Programme (Note 5)	(685)	(143)
Depreciation of property, plant and equipment (Note 19)	(5,600)	(6,350)
Other	(1,095)	(162)
Operating profit (IFRS)	**29,251**	**24,514**

Reportable segments' liabilities are reconciled to total liabilities as follows:

	30 June 2010	31 December 2009
Total reportable segment liabilities (RSA)	**71,821**	**67,077**
Liabilities from all other segments	86,713	68,825
Deferred tax	29,898	31,213
Pension adjustment	1,887	1,762
Finance lease adjustment	1,799	2,151
Adjustment on derivative financial instruments	60	1,180
Discounting of financial instruments	(2,289)	(2,254)
Elimination of intercompany balances	(86,682)	(68,226)
Other	682	(662)
Total liabilities (IFRS)	**103,889**	**101,066**

Reportable segments' assets are reconciled to total assets as follows:

	30 June 2010	31 December 2009
Total reportable segment assets (RSA)	**571,155**	**540,555**
Assets from all other segments	110,242	90,816
Adjustment on assets classified as held for sale and investments in associates	5,334	5,113
Finance lease adjustment	2,011	2,194
Property, plant and equipment adjustment	1,079	2,136
Adjustment on fair value of available-for-sale financial assets	329	(535)
Unrealised profit adjustment	(1,783)	(1,530)
Deferred tax	(2,250)	(1,559)
Reversal of interest expenses capitalised in RSA	(2,503)	(2,890)
Impairment of accounts receivable	(5,180)	(4,966)
Discounting of financial instruments	(6,345)	(4,693)
Treasury shares adjustment	(12,651)	(12,651)
Elimination of investments in subsidiaries	(48,736)	(37,890)
Elimination of intercompany balances	(86,682)	(68,226)
Other	214	992
Total assets (IFRS)	**524,234**	**506,866**

Note 5. Related party transactions

Parties are generally considered to be related if the parties are under common control or if one party has the ability to control the other party or can exercise significant influence or joint control over the other party in making financial and operational decisions. In considering each possible related party relationship, attention is directed to the substance of the relationship, not merely the legal form.

The Group's principal related parties for the six months ended 30 June 2010 were jointly controlled entities, associates of the Group and entities controlled by the State.

The nature of the related party relationships for those related parties with whom the Group entered into significant transactions during the six months ended 30 June 2010 and the six months ended 30 June 2009, had significant balances outstanding as at 30 June 2010 and 31 December 2009 is detailed below.

State-controlled entities

In the normal course of business the Group enters into transactions with the entities controlled by the State. Prices for electricity and capacity are based on tariffs set by FST and RECs. Loans are provided at market rates. Taxes are accrued and paid under the Russian tax legislation. The transmission and distribution of electricity are subject to tariff regulations.

The Group had the following balances with the state-controlled entities:

	Note	30 June 2010	31 December 2009
Other non-current and current assets (promissory notes and deposits)	8, 11	16,813	7,490
Cash and cash equivalents	9	21,528	45,960
Trade and other receivables	10	11,726	7,017
Advances to suppliers	10	562	213
Payables to the Federal Agency for State Property Management in respect of share issuance	16	5,173	4,330
Payables to the Federal Energy Agency	16	2,402	1,590
Trade and other accounts payable	16	9,091	7,316
Advances received	16	917	1,069
Current and non-current debt	14	2,575	2,662

The Group had the following transactions with state-controlled entities:

	Note	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Sales of electricity and capacity	18	48,877	55,109
Other revenue	18	459	541
Purchased electricity and capacity	19	31,694	36,402
Electricity distribution expenses	19	57,032	46,878
Services of OJSC SO UES	19	961	969
Interest income	20	1,100	1,947
Other expenses		873	241

Associates

The Group had the following balances with its associates:

	Note	30 June 2010	31 December 2009
Trade and other receivables	10	10	117

The Group had the following transactions with its associates:

	Note	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Purchased electricity and capacity	19	-	1,483

Jointly controlled entities

The Group had the following balances with its jointly controlled entities:

	Note	30 June 2010	31 December 2009
Promissory notes	8	17,472	9,592
Advances received	16	158	242

The Group had the following transactions with its jointly controlled entities:

	Note	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Other revenue	18	230	193

Key management of the Group. Compensation is paid to the members of the Company's Management Board for their services in full time management positions. The compensation is made up of a contractual salary and performance bonus depending on the work results for the period based on key performance indicators. The compensation and key performance indicators are approved by the Board of Directors.

Fees, compensation or allowances to the members of the Company's Board of Directors for their services in that capacity and for attending Board meetings are paid depending on the results for the year.

Total remuneration paid to the members of the Management Board and Board of Directors of the Company for the six months ended 30 June 2010 was RR 66 million (for the six months ended 30 June 2009: RR 58 million).

Employee's Share Option Programme. In May 2007 the Company's Board of Directors approved the Share Option Programme of the Company (hereinafter referred to as "the Programme") in which members of the Management Board and other key employees of the Group are participants (hereinafter referred to as "the Programme participants").

The Programme provides for the granting of share options at predetermined fixed price to the Programme participants starting from the date of signing the first share option contract, i.e. from 3 September 2007.

The Programme participants in accordance with the Programme sign agreements to purchase the Company's shares under which the property title for the shares is transferred and payment is made after three years, starting from 3 September 2007 (hereinafter referred to as "Agreements").

Participation in the Programme and the exact number of shares in the participants' individual Agreements are determined by the decision of the Chairman of the Company's Management Board.

A total of up to 3,137,287,475 ordinary shares were allocated under the Programme as at 3 September 2007. 917,656,581 ordinary shares were allocated for granting share options to the members of the Company's Management Board, the remaining – to other key employees of the Group. The ordinary shares ultimately allocated under the Programme were allocated from treasury shares obtained by LLC ESOP, operator of the Programme, as a result of an additional share issue.

The number of shares, which the Programme participants may purchase within the framework of the Programme, is calculated proportionally based on the number of days worked prior to any termination of employment. In the case of breaching certain defined provisions of the labour agreement and terminating employment at the initiative of the Group, the Programme participants lose their right to purchase the shares.

One of the vesting terms of the Programme is prepayment by the members of the Company's top management (in the amount of 10 percent of the Agreement) and by other Programme participants (in the amount of 0.2 percent of the Agreement).

In 2007 the Company issued non-interest bearing loans, which were used by the Programme participants to make prepayments for the Agreements. Under original conditions the loans must be repaid by 31 March 2011. In June 2010 date of repayment was prolonged to 14 September 2012. As at 30 June 2010 the amount of loans issued to employees amounted to RR 144 million, net of discount of RR 36 million, effective interest rate – 11.8 percent (as at 31 December 2009: RR 161 million, net of discount of RR 19 million, effective interest rate – 11.8 percent).

On 11 February 2010 the Company's Board of Directors approved the amendments to the Programme, which extended the period during which the participants can exercise their options up to two years after 2 September 2010. Previously the Programme participants could exercise the share option within one month period ended 2 September 2010.

The extension of the options execution period affected the fair value of the options granted. On 11 February 2010 the Group has determined the (i) fair value of options using existing terms and conditions and (ii) fair value of the options with the extended exercise period. The difference between the two fair values at the date of amendments is an incremental employee benefit. The incremental employee benefit is to be expensed over the period from 11 February 2010 to the vesting date in September 2010. The original grant date fair value continues to be amortised, using the original graded vesting schedule, over the period from

the original 3 September 2007 grant date to the vesting date in September 2010.

The estimate of the fair value of the services received was measured based on the Black-Scholes model.

	Original value calculated as at 3 September 2007	Before modification measured as at the date of amendments	After modification measured as at the date of amendments
Share price (in RR)	1.73	1.19	1.19
Exercise price (in RR)	1.73	1.73	1.73
Expected volatility (%)	27.00	60.37	60.37
Option life (days)	1,096	203	934
Risk-free interest rate (%)	6.13	5.55	6.08
Fair value of the option at measurement date (in RR)	**0.456**	**0.080**	**0.360**

The increase in the fair value from RR 0.080 to RR 0.360 at the date of amendments to the Programme is explained by the increase in expected volatility from 27 percent as at 3 September 2007 to 60.37 percent as at 11 February 2010 and the extension of the option execution period up to two years. To determine volatility as at 3 September 2007 the Group used the historical volatility of the share prices of publicly traded shares of peer group companies; as at 11 February 2010 the Group used historical ordinary share prices of the Company traded on the Russian Trading System during the one year period before the date of the amendments to the Programme, excluding two weeks period after the accident at Sayano-Shushenskaya HPP (Note 1) to eliminate impact of extraordinary event.

Changes in the amounts of options granted are described in the table below:

	All options granted under the Programme	Attributed to members of the Management Board
Number of options as at 1 January 2010	**2,692,180,984**	**180,394,029**
Option agreements signed in the six months ended 30 June 2010	332,254	-
Change in members of the Management Board	-	(7,843,219)
Options forfeited in the six months ended 30 June 2010	(95,598,520)	-
Number of options as at 30 June 2010	**2,596,914,718**	**172,550,810**

The number of undistributed shares as at 30 June 2010 is 540,372,757, including forfeited options (31 December 2009: 445,106,491 shares).

For the six months ended 30 June 2010 the Group recognised an expense of RR 685 million within employee benefit expenses related to the fair value of the options (for the six months ended 30 June 2009: RR 143 million).

Note 6. Property, plant and equipment

Cost	Production buildings	Facilities	Plant and equipment	Assets under construction	Other	Total
Opening balance as at 31 December 2009	**41,766**	**202,943**	**95,319**	**105,592**	**4,049**	**449,669**
Additions	34	-	58	21,234	127	21,453
Transfers	712	275	2,303	(3,407)	117	-
Disposals	(10)	(19)	(108)	(215)	(36)	(388)
Closing balance as at 30 June 2010	**42,502**	**203,199**	**97,572**	**123,204**	**4,257**	**470,734**
Accumulated depreciation (including impairment)						
Opening balance as at 31 December 2009	**(5,541)**	**(29,333)**	**(16,406)**	**(37,914)**	**(877)**	**(90,071)**
Charge for the period	(384)	(1,688)	(3,358)	-	(227)	(5,657)
Transfers	(87)	(84)	(76)	248	(1)	-
Disposals	1	7	47	17	19	91
Closing balance as at 30 June 2010	**(6,011)**	**(31,098)**	**(19,793)**	**(37,649)**	**(1,086)**	**(95,637)**
Net book value as at 30 June 2010	**36,491**	**172,101**	**77,779**	**85,555**	**3,171**	**375,097**
Net book value as at 31 December 2009	**36,225**	**173,610**	**78,913**	**67,678**	**3,172**	**359,598**

Cost	Production buildings	Facilities	Plant and equipment	Assets under construction	Other	Total
Opening balance as at 31 December 2008	**40,791**	**193,815**	**92,162**	**90,011**	**3,241**	**420,020**
Additions	48	28	948	10,654	115	11,793
Transfers	156	2,821	1,033	(4,086)	76	-
Disposals	(3)	(4)	(173)	(146)	(73)	(399)
Closing balance as at 30 June 2009	**40,992**	**196,660**	**93,970**	**96,433**	**3,359**	**431,414**
Accumulated depreciation (including impairment)						
Opening balance as at 31 December 2008	**(4,460)**	**(24,603)**	**(7,740)**	**(40,963)**	**(524)**	**(78,290)**
Charge for the year	(380)	(1,684)	(4,057)	-	(236)	(6,357)
Transfers	(2)	(704)	(61)	789	(22)	-
Disposals	1	1	79	36	28	145
Closing balance as at 30 June 2009	**(4,841)**	**(26,990)**	**(11,779)**	**(40,138)**	**(754)**	**(84,502)**
Net book value as at 30 June 2009	**36,151**	**169,670**	**82,191**	**56,295**	**2,605**	**346,912**
Net book value as at 31 December 2008	**36,331**	**169,212**	**84,422**	**49,048**	**2,717**	**341,730**

Assets under construction represent the carrying amount of property, plant and equipment that has not yet been put into operation, including hydropower plants under construction, and advances to construction companies and suppliers of property, plant and equipment. As at 30 June 2010 such advances amounted to RR 15,705 million (31 December 2009: RR 11,777 million).

In May 2010 the Company acquired a 100 percent interest in CJSC Malaya Dmitrovka for a cash consideration of RR 2,055 million. The entity's main asset is an office building under construction in Moscow, Russia with the carrying value of RR 3,213 million. This transaction is not a business combination as the acquiree is not a business and was accounted for as an acquisition of assets.

Additions to assets under construction included capitalised borrowing costs in the amount of RR 19 million, the capitalisation rate for the six months ended 30 June 2010 was 15.13 percent (for the six months ended 30 June 2009: RR nil million).

Additions to assets under construction included capitalised depreciation in the amount of RR 57 million (for the six months ended 30 June 2009: RR 7 million).

Other property, plant and equipment include motor vehicles, land, computer equipment, office fixtures and other equipment.

As at 30 June 2010 management of the Company considered the market and economic environment in which the Group operates to assess whether any indication that an asset may be impaired existed, or that an impairment loss recognised in prior periods may no longer exist or may have decreased, and concluded that no such indicators existed.

Leased property, plant and equipment. The Group leases property, plant and equipment under a number of finance lease agreements. At the end of each of the leases the Group has the option to purchase the equipment at a beneficial price. As at 30 June 2010 the net book value of leased property, plant and equipment was RR 5,333 million (31 December 2009: RR 5,781 million). The leased equipment was pledged as a security for the lease obligation.

Operating lease. The Group leases a number of land areas and production buildings under non-cancellable operating lease agreements. Lease payments are determined by lease agreements. The future aggregated minimum lease payments under non-cancellable operating leases are as follows:

	30 June 2010	31 December 2009
Less than one year	1,142	997
Between one year and five years	2,823	2,874
After five years	13,504	11,559
Total operating lease	**17,469**	**15,430**

The land areas leased by the Group are the territories on which the Group's electric power stations and other assets are located. The leases typically run for an initial period of 5 – 49 years with an option to renew the lease after that date. Lease payments are reviewed regularly to reflect market rentals.

Note 7. Available-for-sale financial assets

LLC Index energetiki – HydroWGC holds investments in various utilities companies, which are classified as available-for-sale financial assets in the Consolidated Interim Condensed Financial Information.

The fair values of the available-for-sale financial assets were calculated based on the quoted market prices.

Gains arising on available-for-sale financial assets during the six months ended 30 June 2010 totaled RR 794 million, net of tax (for the six months ended 30 June 2009: RR 2,428 million, net of tax), and were recorded within other comprehensive income.

Note 8. Other non-current assets

	30 June 2010	31 December 2009
Long-term promissory notes and deposits (Net of discount of RR 6,051 million, effective interest rate: 10.50% – 15.98%, due 2011 – 2024 as at 30 June 2010 and RR 3,889 million, effective interest rate: 10.50% – 15.98%, due 2010 – 2014 as at 31 December 2009)	25,200	16,571
VAT recoverable	3,878	3,065
Long-term loans receivable (Net of discount of RR 84 million as at 30 June 2010 and RR 87 million as at 31 December 2009)	223	229
Other non-current assets (Net of provision for impairment of accounts receivable of RR nil million as at 30 June 2010 and RR 243 million as at 31 December 2009)	3,494	3,416
Total other non-current assets	**32,795**	**23,281**

The Group together with RUSAL Group is involved in two investment projects, the construction of Boguchanskaya HPP and Boguchansky aluminium plant (hereinafter referred to as "BEMA project") (Note 23). BEMA project is financed through the purchase of interest-free promissory notes of OJSC Boguchanskaya HPP and CJSC Boguchansky Aluminium Plant. As at 30 June 2010 the line *Long-term promissory notes and deposits* included outstanding promissory notes of OJSC Boguchanskaya HPP and CJSC Boguchansky Aluminium Plant recognised at amortised cost in the amount of RR 13,584 million and RR 3,888 million respectively (31 December 2009: RR 8,408 million and RR 1,184 million), net of

discounts of RR 4,463 million and RR 1,277 million respectively (31 December 2009: RR 3,409 million and RR 480 million).

In December 2009 promissory notes of LLC FC Otkritie were exchanged for interest-bearing promissory notes of LLC Energo-Finance secured with the guarantee of Rusenergo Fund Limited, with a 13 percent annual interest rate payable not earlier than on 12 December 2014 at the total amount of RR 6,899 million under the contract with Socerento Limited. The amortised cost of the promissory notes of LLC Energo-Finance, including accrued interest, is RR 7,282 million as at 30 June 2010 (31 December 2009: RR 6,899 million).

Note 9. Cash and cash equivalents

	30 June 2010	31 December 2009
Cash at bank and in hand	13,416	8,748
Cash equivalents (contractual interest rate: 1.90% – 10.00%)	14,088	43,695
Total cash and cash equivalents	**27,504**	**52,443**

Cash equivalents held as at 30 June 2010 and 31 December 2009 comprised short-term bank deposits with original maturities of three months or less.

Cash and cash equivalents balances denominated in USD were RR 157 million as at 30 June 2010 (31 December 2009: RR 320 million). Cash and cash equivalents balances denominated in EURO were RR 1,011 million as at 30 June 2010 (31 December 2009: RR 1,258 million).

As at 30 June 2010 and 31 December 2009 cash and cash equivalents were mainly deposited in OJSC Sberbank of Russia, CJSC VTB24 and OJSC Gazprombank.

The decrease of cash equivalents as at 30 June 2010 was due to the cash deposited for the period of more than three months and classified as other current assets (Note 11).

Note 10. Accounts receivable and prepayments

	30 June 2010	31 December 2009
Trade receivables (Net of provision for impairment of accounts receivable of RR 6,731 million as at 30 June 2010 and RR 6,652 million as at 31 December 2009)	22,905	15,880
VAT recoverable	5,617	5,167
Income tax receivable	3,460	2,185
Advances to suppliers and prepayments (Net of provision for impairment of accounts receivable of RR 218 million as at 30 June 2010 and RR 173 million as at 31 December 2009)	1,482	1,144
Promissory notes	412	383
Other receivables (Net of provision for impairment of accounts receivable of RR 358 million as at 30 June 2010 and RR 529 million as at 31 December 2009)	4,723	8,618
Total accounts receivable and prepayments	**38,599**	**33,377**

During the six months ended 30 June 2010 the Group was receiving insurance indemnity payments from OJSC IC ROSNO in connection with the accident at Sayano-Shushenskaya HPP (Note 1). Included in other receivables, insurance indemnity receivable due from OJSC IC ROSNO comprised RR 2,171 million as at 30 June 2010 (31 December 2009: RR 6,046 million). Final settlement of the receivable was made in July 2010.

The Group does not hold any collateral pledged in respect of accounts receivable.

Note 11. Other current assets

	30 June 2010	31 December 2009
Promissory notes and deposits	22,504	11,560
Other short-term investments	31	6
Total other current assets	**22,535**	**11,566**

Promissory notes and deposits	Effective interest rate	30 June 2010	31 December 2009
Promissory notes			
OJSC VTB Bank	7.00% – 11.00%	1,059	6,408
OJSC SO UES	8.80%	705	615
Other promissory notes	10.00% –17.00%	249	40
Deposits			
OJSC Sberbank of Russia	3.50% – 8.00%	8,904	288
OJSC Gazprombank	1.15% – 4.33%	3,247	-
OJSC VTB Bank	5.24%	2,900	-
OJSC KIT Finance	7.75%	2,517	2,517
OJSC Guta-Bank	9.00 – 10.00%	800	400
OJSC Asian-Pacific Bank	6.20%	500	-
OJSC IntrustBank	9.50% – 13.00%	400	400
CJSC International Industrial Bank	9.00%	321	-
OJSC Bank Narodniy Credit	10.50% – 11.00%	300	300
Other deposits	7.00% – 14.90%	602	592
Total promissory notes and deposits		**22,504**	**11,560**

Note 12. Assets classified as held for sale

On 13 November 2009 the Company's Board of Directors passed a decision to support an additional issue up to 38,000,000,000 shares of OJSC WGC-1 in favour of OJSC INTER RAO UES. The decision on the additional issue was approved by the General Meeting of shareholders of OJSC WGC-1 in December 2009. Following the issue the Group's interest in the share capital of OJSC WGC-1 is expected to be diluted from 22.69 percent to 12.26 percent.

The Group applies amendment to IFRS 5 for associate OJSC WGC-1 by analogy from 1 January 2010 (Note 2).

Interest in OJSC WGC-1 is measured at market value at each reporting date but cannot exceed carrying value of RR 11,737 million. Management of the Company is unable to predict the final financial consequences of the share dilution for the Company.

As at 30 June 2010 the 22.69 percent interest in OJSC WGC-1 was RR 11,265 million. Net impairment loss recognised for the six months ended 30 June 2010 amounted to RR 472 million.

Note 13. Equity

	30 June 2010	31 December 2009
Number of issued ordinary shares	269,695,430,802	269,695,430,802
Par value (in RR)	1.00	1.00

During the six months ended 30 June 2010 the Company made no additional share issues.

	30 June 2009	31 December 2008
Number of issued ordinary shares	255,014,018,667	245,014,059,191
Par value (in RR)	1.00	1.00

On 17 November 2008 the Extraordinary General Meeting of the Company's shareholders adopted a resolution to make two placements of ordinary shares, one for 10,000,000,000 and the other for 16,000,000,000, with a par value of RR 1.00 each, by open subscription with a cash consideration.

On 2 December 2008 the share issuance for 10,000,000,000 ordinary shares was registered with the Federal Service for Financial Markets of Russia (hereinafter referred to as "the FSFM"). Out of the total

offering of 10,000,000,000 shares the Company placed 9,999,959,476 ordinary shares in favour of the Russian Federation with a par value of RR 1.00 per share. The Report of the share issuance was registered with the FSFM on 19 March 2009.

On 14 May 2009 the share issuance for 16,000,000,000 ordinary shares was registered with the FSFM. Out of the total offering of 16,000,000,000 shares the Company placed 14,681,412,135 ordinary shares with a par value of RR 1.00 each. The Report of the share issuance was registered with the FSFM on 24 September 2009.

Treasury shares. Treasury shares as at 30 June 2010 and 31 December 2009 represented 9,882,055,277 ordinary shares in the amount of RR 12,172 million (3,137,287,475 ordinary shares in the amount of RR 5,428 million were allocated for the Share Option Programme (Note 5)).

These ordinary shares carry voting rights in the same proportion as other ordinary shares. Voting rights of ordinary shares of the Company held by the entities within the Group are effectively controlled by management of the Group.

Effect of changes in non-controlling interest. In 2009 the Group's subsidiary OJSC Ust'-Srednekanskaya HPP issued 4,995,810,158 additional ordinary shares with a par value of RR 1.00 each. 3,240,737,749 shares were bought by the Russian Federation represented by the Federal Energy Agency for cash. The remaining 1,755,072,409 shares were bought by the Group for cash and by means of contribution of property, plant and equipment. As a result of this issue the Group's share in OJSC Ust'-Srednekanskaya HPP decreased from 51.86 percent as at 31 December 2008 to 48.75 percent. The carrying value of the non-controlling interest was adjusted to reflect the changes in its relative interest in OJSC Ust'-Srednekanskaya HPP. The Group recognised the difference between the fair value of the consideration paid by the Russian Federation and the amount by which the carrying value of non-controlling interest was adjusted in equity within retained earnings.

Merger reserve. Based on the application of predecessor values basis of accounting in 2009 and during the six months ended 30 June 2010, the difference of RR 85,370 million as at 30 June 2010 (31 December 2009: RR 77,070 million) between the amount of consideration (including the nominal value of shares issued) and the IFRS carrying value of the purchased or contributed assets and non-controlling interest has been recorded as a merger reserve within equity.

Dividends. In accordance with the Russian legislation, the Group distributes profit as dividends on the basis of financial statements prepared in accordance with RSA. No dividends were declared and paid by the Company for the six months ended 30 June 2010 and the six months ended 30 June 2009. Dividends in favour of non-controlling interest holders were declared by the Group's subsidiaries in the amount of RR 95 million for the six months ended 30 June 2010 (for the six months ended 30 June 2009: RR 233 million).

Note 14. Current and non-current debt

Non-current debt

	Currency	Effective interest rate	Due date	30 June 2010	31 December 2009
Bonds issue (OJSC RusHydro MC)	RR	8.10%	2011	5,000	5,000
EBRD (tranche 1)	RR	MOSPRIME+3.65%	2020	1,951	2,045
EBRD (tranche 2)	RR	MOSPRIME+2.75%	2014	765	850
EBRD (tranche 3)	RR	MOSPRIME+3.05%	2016	2,925	3,150
Morgan Stanley Bank International Ltd	RR	8.75%	2013	3,000	3,000
CF Structured Products B.V.	USD	10.50%	2013	1,872	1,815
Morgan Stanley Bank International Ltd	RR	MOSPRIME+1.50%	2014	1,500	1,500
Municipal authority of Kamchatka region	USD	8.57%	2035	1,375	1,282
Other long-term debt	RR	-	-	274	268
Long-term derivative financial instruments – interest rate swaps	RR	-	-	20	-
Finance lease liabilities	RR	11.10% – 20.00%	-	1,893	2,270
Total				**20,575**	**21,180**
Less current portion of finance lease liabilities				(849)	(955)
Less current portion of non-current debt				(861)	(858)
Total non-current debt				**18,865**	**19,367**

Current debt

	Currency	Effective interest rate	30 June 2010	31 December 2009
OJSC Alfa-Bank	RR	5.00% – 9.20%	940	600
OJSC VTB Bank	RR	4.80% – 5.50%	900	1,280
Current portion of finance lease liabilities	RR	11.10% – 20.00%	849	955
Current portion of non-current debt	RR	-	861	858
Interest payable	RR	-	383	456
OJSC Sberbank of Russia	RR	9.48% – 11.45%	300	127
OJSC Nomos-Bank	RR	10.50% – 12.00%	210	355
Short-term derivative financial instruments – interest rate swaps	RR	-	40	285
Other current debt	RR	-	245	156
Total current debt and current portion of non-current debt			**4,728**	**5,072**

Proceeds and repayment of current debt in statement of cash flows are reported net where turnover is quick, the amounts are large and the maturities are short (three months or less).

The Group is subject to certain covenants related primarily to its debt. The Group was in compliance with covenants as at 30 June 2010 and 31 December 2009.

Debt maturity

	30 June 2010	31 December 2009
Between one and two years	5,549	5,949
Between two and three years	1,046	1,058
Between three and four years	5,721	5,677
Between four and five years	2,370	2,374
After five years	3,135	2,994
Total	**17,821**	**18,052**

Effective interest rate. The effective interest rate is the market interest rate applicable to the loans at the date of origination for fixed rate loans and the current market rate for floating rate loans.

Finance lease liabilities. Minimum lease payments under finance leases and their present values are as follows:

	Due in 1 year	Due between 2 and 5 years	Due after 5 years	Total
Minimum lease payments as at 30 June 2010	**1,039**	**1,767**	**18**	**2,824**
Less future finance charges	(190)	(735)	(6)	(931)
Present value of minimum lease payments as at 30 June 2010	**849**	**1,032**	**12**	**1,893**
Minimum lease payments as at 31 December 2009	**1,160**	**2,209**	**42**	**3,411**
Less future finance charges	(205)	(911)	(25)	(1,141)
Present value of minimum lease payments as at 31 December 2009	**955**	**1,298**	**17**	**2,270**

Note 15. Other non-current liabilities

	30 June 2010	31 December 2009
Pension benefit obligations	1,887	1,762
Other non-current liabilities	1,254	1,195
Total other non-current liabilities	**3,141**	**2,957**

Note 16. Accounts payable and accruals

	30 June 2010	31 December 2009
Trade payables	17,857	17,549
Accounts payable in respect of share issue	8,933	4,330
Advances received	7,040	8,660
Settlements with personnel	1,338	1,219
Dividends payable	130	35
Derivative financial instruments	-	1,164
Other accounts payable	4,690	3,525
Total accounts payable and accruals	**39,988**	**36,482**

As at 30 June 2010 the Company has an obligation of RR 8,933 million in respect of an additional issue of ordinary shares in the amount of 19,000,000,000 approved by the Extraordinary General Meeting of the Company's shareholders on 10 June 2009, which consisted of RR 5,173 million (31 December 2009: RR 4,330 million) to the Russian Federation represented by the Federal Agency for State Property Management and RR 3,760 million (31 December 2009: RR nil million) to other shareholders. The results of the share issuance were not registered by the FSFM as at 30 June 2010 (Note 25). Total cash received by the Company from shareholders in respect of share issuance during the six months ended 30 June 2010 was RR 4,603 million (for the six months ended 30 June 2009: RR 11,129 million). Shares paid but not issued did not have significant dilutive effect on basic weighted average number of shares of the Group in respective periods.

As at 30 June 2010 the main part of other accounts payable balance related to special-purpose financing from the Russian Federation represented by the Federal Energy Agency in the amount of RR 2,402 million (31 December 2009: 1,590 million) made in exchange for an interest in the share capital of OJSC Ust'-Srednekanskaya HPP. During the six months ended 30 June 2010 the additional cash payments were received from the Russian Federation in the amount of RR 812 million (for the six months ended 30 June 2009: RR 791 million).

Note 17. Other taxes payable

	30 June 2010	31 December 2009
VAT	3,792	2,468
Property tax	1,367	1,326
Insurance contributions (2009: unified social tax)	463	348
Other taxes	243	301
Total other taxes payable	**5,865**	**4,443**

Note 18. Revenue

	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Sales of electricity	176,965	140,156
Sales of capacity	25,188	25,948
Other revenue	2,825	2,731
Total revenue	**204,978**	**168,835**

Other revenue includes revenue earned from rendering of construction, repairs and other services.

The Group sells electricity through the retail electricity market under the electricity supply contract to final consumers in accordance with the tariffs, approved by RECs, as well as through the wholesale electricity and capacity market (hereinafter referred to as "WEM") under regulated contracts with predetermined volumes and tariffs approved by FST.

Electricity and capacity are sold on WEM directly to trading companies or major industrial consumers. At the same time some of the transactions through WEM are conducted through commission agreements with CJSC Center of Financial Settlements (hereinafter referred to as "CFS") (one-day-ahead market or balancing electricity market (Note 1)). CFS is the entity responsible for ensuring secure and timely financial settlements under all contract relationship between the WEM participants. Its principal function is to provide complex services on calculation of receivables and liabilities of the WEM participants and on the fulfillment of financial settlements between them.

Actual counterparties in transactions on WEM conducted through CFS as a commissioner may be presented by different trading companies, industrial customers or generating companies (purchasing electricity and capacity to secure their own supply under regulated market). The state-controlled entities may also act as the counterparties. The current financial settlement system of CFS does not provide the final counterparty with automated information about the WEM participants' transactions / settlement balances. CFS's financial settlement system is adequately automated and settlement operations do not require the operator's influence and does not allow adjusting input and output data flows. As a result it is not currently practicable to analyse the balances on settlement by the end-users of the Group's electricity and capacity.

The Group had the following significant balances with CFS:

	Note	30 June 2010	31 December 2009
Accounts receivable and prepayments	10	1,519	1,556
Accounts payable and accruals	16	2,745	1,867

The Group had the following significant transactions with CFS:

	Note	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Sales of electricity and capacity		18,369	11,128
Purchased electricity and capacity	19	39,710	17,791

Note 19. Operating expenses

	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Purchased electricity and capacity	89,137	71,084
Electricity distribution expenses	61,433	50,572
Employee benefit expenses (including payroll taxes, Share Option Programme expenses and pension benefit expenses)	7,773	6,508
Third parties services, including:		
Services of OJSC SO UES, NP Council Market, CFS	1,095	1,071
Repairs and maintenance	814	881
Rent	642	612
Services of subcontracting companies	541	370
Consulting, legal and information expenses	461	618
Security expenses	401	350
Agency expenses	324	168
Insurance cost	305	318
Transportation expenses	196	252
Other third parties services	1,294	1,023
Depreciation of property, plant and equipment	5,600	6,350
Taxes other than on income	2,982	2,737
Other materials	1,017	732
Social charges	518	316
Water usage expenses	371	488
Loss on disposal of property, plant and equipment, net	183	21
Accrual / (reversal) of impairment of accounts receivable	115	(570)
Other expenses	525	420
Total operating expenses	**175,727**	**144,321**

Note 20. Finance (costs) / income

	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Interest income	1,347	1,986
Income on discounting	718	702
Expense on discounting	(1,184)	(243)
Interest expense	(1,027)	(1,653)
Finance lease expense	(193)	(422)
Foreign exchange loss	(120)	(114)
Loss on derivative financial instruments	(96)	(205)
(Loss) / gain on disposal of available-for-sale financial assets	(59)	129
Total finance (costs) / income	**(614)**	**180**

Note 21. Income tax

Income tax expense is recognised based on the management's best estimate of the weighted average annual income tax rate expected for the full financial year. The estimated average annual effective income tax rate used for the six months ended 30 June 2010 was 23 percent (for the six months ended 30 June 2009: 21 percent).

	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Current income tax expense	7,862	5,589
Deferred income tax benefit	(1,493)	(285)
Total income tax charge	**6,369**	**5,304**

In accordance with the Russian tax legislation, tax losses and current income tax assets of different Group's companies may not be offset against current income tax liabilities and taxable profits of other Group's companies and, accordingly, taxes may be accrued even where there is a consolidated tax loss.

The Group did not have significant unrecognised deferred tax liabilities in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries and joint ventures as at 30 June 2010 and 31 December 2009.

Note 22. Earnings per share

	Six months ended 30 June 2010	Six months ended 30 June 2009
Weighted average number of ordinary shares issued (thousand of shares)	259,813,376	244,822,589
Profit attributable to the shareholders of the Company	19,340	18,472
Weighted average earnings per share – basic and diluted* (in RR)	**0.074**	**0.075**

* The Share Option Programme of the Company (Note 5) has no dilutive effect for the periods presented.

Note 23. Commitments

Social commitments. The Group contributes to the maintenance and upkeep of the local infrastructure and the welfare of its employees, including contributions toward the development and maintenance of housing, hospitals, transport services, recreation and other social needs in the geographical areas in which they operate.

Capital commitments. In May 2006 the Company and RUSAL Group entered into an agreement for mutual financing, completion and subsequent operation of Boguchanskaya HPP, with an installed capacity of 2,997 MW, and Boguchansky Aluminium Plant, with a capacity of 597,000 tonnes of aluminium per annum. The Company and RUSAL Group agreed to finance the construction on a parity basis.

Boguchanskaya HPP is intended to be launched in stages, with an expected commissioning of three hydro turbine units with installed capacity of 999 MW in the fourth quarter of 2011, four hydro turbine units with installed capacity of 1,332 MW in 2012 and two hydro turbine units with installed capacity of 666 MW in 2013.

Boguchanskaya HPP is intended to supply electricity to both Boguchansky Aluminium Plant and other consumers in Siberia, and it is expected to help to cover any winter peak power deficit in Siberia.

The total investment to be contributed into the project amounts to RR 113,857 million from 2010 to 2014 in accordance with the Company's investment programme. Both the Company and RUSAL Group financed RR 22,275 million for the six months ended 30 June 2010, including RR 11,821 million financed by the Company.

Other future capital expenditure in accordance with the contractual obligations amounted to RR 67,335 million as at 30 June 2010 (31 December 2009: RR 64,983 million). The major part of future capital expenditures under contractual obligations as at 30 June 2010 relates to the following hydro power stations: Zagorskaya GAES-2 in the amount of RR 40,678 million, mainly due to the construction of the station, Sayano-Shushenskaya HPP in the amount of RR 9,044 million, mainly due to the reconstruction programme, and Volzhskaya HPP in the amount of RR 2,739 million, mainly due to the reconstruction of equipment.

Note 24. Contingencies

Political environment. The operations and earnings of the Group's entities continue, from time to time and in varying degrees, to be affected by political, legislative, fiscal and regulatory developments, including those related to environmental protection, in the Russian Federation.

Insurance. The Group holds limited insurance policies in relation to its assets, operations, public liability or other insurable risks. Accordingly, the Group is exposed for those risks for which it does not have insurance.

Legal proceedings. The Group's entities are party to certain legal proceedings arising in the ordinary course of business. In the opinion of management, there are no current legal proceedings or other claims outstanding, which, upon final disposition, will have a material adverse effect on the position of the Group.

Tax contingencies. Russian tax, currency and customs legislation is subject to varying interpretation and changes, which can occur frequently. Management's interpretation of such legislation as applied to the transactions and activities of the Group may be challenged by the relevant regional and federal authorities, in particular the way of accounting for tax purposes of some income and expenses of the Group as well as deductibility of input VAT from suppliers and contractors. Tax authorities may be taking a more assertive position in their interpretation of the legislation and assessments. As a result, significant additional taxes, penalties and interest may occur. Fiscal periods remain open for review by the authorities in respect of taxes for three calendar years preceding the year of review. Under certain circumstances review may cover earlier periods.

Due to the fact, that the tax and other legislation does not fully cover all the aspects of the Group's reorganisation, there might be respective legal and tax risks.

Management believes that as at 30 June 2010 its interpretation of the relevant legislation is appropriate and the Group's tax, currency and customs positions will be sustained. Where management believes it is probable that a position cannot be sustained, an appropriate amount has been accrued for in the Consolidated Interim Condensed Financial Information.

Environmental matters. The Group entities and their predecessor entities have operated in the electricity industry in the Russian Federation for many years. The enforcement of environmental regulation in the Russian Federation is evolving and the enforcement posture of government authorities is continually being reconsidered. The Group's entities periodically evaluate their obligations under environmental regulations.

Potential liabilities might arise as a result of changes in legislation and regulation or civil litigation. The impact of these potential changes cannot be estimated but could be material. In the current enforcement climate under existing legislation, management believes that there are no significant liabilities for environmental damage.

Guarantees. The Group has guaranteed the following obligations:

Name of counterparty	Debtor	Nature of relationship	30 June 2010	31 December 2009
Areva T&D S. A.	CJSC Boguchansky Aluminium Plant	Joint venture	737	1,054
Solios Environnement S. A.	CJSC Boguchansky Aluminium Plant	Joint venture	627	712
CJSC Commerzbank (Eurasia)	CJSC Boguchansky Aluminium Plant	Joint venture	163	185
OJSC Gazprombank	Individuals	Third party	13	-
Societe des Technologies de l'Aluminium du Saguenay Inc.	CJSC Boguchansky Aluminium Plant	Joint venture	6	20
Brochot S. A.	CJSC Boguchansky Aluminium Plant	Joint venture	3	11
Barclays Bank PLC	CJSC Boguchansky Aluminium Plant	Joint venture	-	7,864
Total guarantees issued			**1,549**	**9,846**

In March 2007 the Company issued a guarantee for 50 percent of a loan of USD 520 million raised by CJSC Boguchansky Aluminium Plant to finance BEMA project. The borrowings were used for the construction of Boguchansky aluminium plant and completion of construction of Boguchanskaya HPP. The guarantee was terminated due to the repayment of the loan and the accrued interest by CJSC Boguchansky Aluminium Plant on 15 March 2010.

The remaining guarantees for CJSC Boguchansky Aluminium Plant were issued to suppliers for future equipment deliveries to jointly controlled entity.

Note 25. Subsequent events

Borrowings. On 29 July 2010 the Company's Board of Directors approved new borrowing of RR 20,000 million through the placement of the loan participation notes, which were issued on 28 October 2010 by the special purpose vehicle (RusHydro Finance Ltd), mature in five years and have a coupon rate of 7.875 percent per annum.

Establishment of new subsidiaries. On 1 August 2010 the Company's Board of Directors approved establishment of a new subsidiary RusHydro International Ltd under legislation of the Netherlands with the share capital of 1,000,000 shares with a par value of EUR 1.00 each.

On 31 August 2010 the Company's Board of Directors approved establishment of a new subsidiary OJSC Malye HPP Altaya with the share capital of 500,000 shares with a par value of RR 1.00 each.

Trust management agreement with OJSC INTER RAO UES. On 12 August 2010 the Group's subsidiary OJSC ESC RusHydro signed a trust management agreement with OJSC INTER RAO UES, which stated that the rights for the shares of OJSC Saint-Petersburg Sale Company, OJSC Mosenergosbyt, OJSC Altayenergosbyt, OJSC Tambov Energy Retailing Company, OJSC Saratovenergo and OJSC United Energy Retailing Company were transferred to OJSC INTER RAO UES for trust management in favour of the Company. The transfer did not result in the termination of the Group's rights of ownership for these shares.

Restoration of Sayano-Shushenskaya HPP. In August 2010 hydro turbine unit No. 4 (GA-4) with an installed capacity of 640 MW was put into operation. Consequently, the total restored installed capacity at Sayano-Shushenskaya HPP reached 1,920 MW (Note 1).

ADR Programme. Starting from 30 August 2010 the ADRs of the Company have been traded on over-the-counter market of the highest level OTCQX in the United States of America.

BEMA project financing scheme. On 10 September 2010 the Board of Directors of the Company approved financing of BEMA project (Note 8) for the total amount of RR 50,010 million through loan agreements between OJSC Boguchanskaya HPP and CJSC Boguchansky Aluminium Plant with the State Corporation Vnesheconombank on the following terms:

OJSC Boguchanskaya HPP will receive a loan of RR 28,100 million with a maturity of up to 20 December 2026 and fixed interest rate for the period up to 30 June 2012 equal to the Central Bank of the Russian Federation refinancing rate prevailing on the date of the credit agreement plus not more than two percent per annum; from 30 June 2012 – a floating interest rate equal to the Central Bank of the Russian Federation refinancing rate plus not more than two percent per annum. The rate will be set on 30 June 2012 and will be subject to change automatically at the date of the change of the Central Bank of the Russian Federation refinancing rate in the amount of this change, but not less than 9.5 percent per annum.

In respect of this loan the Company plans to issue a guarantee in the amount of RR 28,100 million in favour of the State Corporation Vnesheconombank.

Under the loan agreement the Company commits to conclude the equipment lease contract with OJSC Boguchanskaya HPP on the terms ensuring the maintenance of OJSC Boguchanskaya HPP debt service coverage ratio of at least 1.25. The debt service coverage ratio represents the sum of net cash generated by operating activities and net cash used in investing activities divided by cash used for repayment of debt, interest paid, commissions on debt paid and dividends paid.

The loan will be secured by the pledge of movable and immovable assets of OJSC Boguchanskaya HPP, rights on land lease or pledge of land (in case of property rights on land) with the pledge for buildings and constructions located on the land, as well as collateral rights (claims) for revenue received under equipment lease contracts concluded by OJSC Boguchanskaya HPP with the Group.

Additionally, the Group together with RUSAL Group will provide a pledge of 93.72 percent of the shares of OJSC Boguchanskaya HPP, 100 percent of the shares of CJSC Boguchanskaya HPP Construction Organiser, 100 percent of the shares of CJSC Boguchanskaya HPP Construction Customer, as well as collateral of promissory notes of OJSC Boguchanskaya HPP as a security for the loan agreement (Note 8). Promissory notes of OJSC Boguchanskaya HPP will be exchanged for new ones with the date of maturity not earlier than 31 December 2029.

CJSC Boguchansky Aluminium Plant will receive a loan equivalent to RR 21,910 million denominated in USD at the rate of the Central Bank of the Russian Federation on the date of signing of the loan agreement with a maturity date of 20 December 2024 and interest rate not exceeding 10 percent per annum.

The loan will be secured by a pledge of movable and immovable assets of CJSC Boguchansky Aluminium Plant, rights on land lease or pledge of land (in case of property rights on land) with the pledge for buildings and constructions located on the land, as well as collateral rights (claims) for revenue received on off-take contracts.

The Group together with RUSAL Group will provide a pledge of 100 percent of the shares of CJSC Boguchansky Aluminium Plant, 100 percent of the shares of Balp Ltd, 100 percent of the shares of CJSC Boguchansky Aluminium Plant Construction Organiser, 100 percent of the shares of CJSC Boguchansky Aluminium Plant Construction Customer, as well as collateral of promissory notes of CJSC Boguchansky Aluminium Plant as a security for the loan agreement (Note 8).

On 22 October 2010 the Extraordinary General Meeting of the Company's shareholders approved the financing of BEMA project.

Additional share issue. On 22 October 2010 the Extraordinary General Meeting of the Company's shareholders approved the Company's placement of 1,860,000,000 additional ordinary shares with a par value of RR 1.00 each by open subscription with a cash consideration.

Registration of the Report of additional share issue. On 30 September 2010 the Report of the share issuance for 19,000,000,000 ordinary shares was registered with the FSFM (Note 16). Significant part of the issue was bought by existing shareholders who exercised their pre-emptive rights. Remaining part of the shares was bought by the Company's subsidiary OJSC Hydroinvest after pre-emptive right period expired.

Approval of the Company's investment programme. On 15 October 2010 the Company's Board of Directors approved the Company's investment programme for 2011 – 2013 years. Total investment is planned in the amount of RR 308,019 million. The Programme presumes 4,872 MW of generating capacity to be installed.

Acquisitions. On 21 October 2010 the Group acquired 17,445,107 shares of OJSC Designing, Surveying and Research Institute Hydroproject named after S. Y. Zhuk with a par value of RR 1.00 each, which represents 100 percent of total share capital of the company, for consideration of RR 1,480 million paid in cash.

ГРУППА «РУСГИДРО»

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ПРОМЕЖУТОЧНАЯ СОКРАЩЕННАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ (НЕ ПРОШЕДШАЯ АУДИТОРСКУЮ ПРОВЕРКУ) ЗА ШЕСТЬ МЕСЯЦЕВ, ЗАКОНЧИВШИХСЯ 30 ИЮНЯ 2010 ГОДА, И ПО СОСТОЯНИЮ НА ЭТУ ДАТУ

pwc

Отчет о результатах обзорной проверки консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации

Акционерам и Совету директоров Открытого акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания»:

Введение
Нами проведена обзорная проверка прилагаемого консолидированного промежуточного сокращенного отчета о финансовом состоянии Открытого акционерного общества «Федеральная гидрогенерирующая компания» и его дочерних компаний (далее – «Группа «РусГидро») по состоянию на 30 июня 2010 года, а также консолидированных промежуточных сокращенных отчетов о прибылях и убытках, совокупном доходе, движении денежных средств и изменении капитала за шесть месяцев, закончившихся на эту дату. Ответственность за подготовку и представление данной консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации в соответствии с требованиями Международного стандарта финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность» несет руководство. Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать заключение о данной консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации на основе проведенной обзорной проверки.

Объем обзорной проверки
Мы проводили обзорную проверку в соответствии с Международным стандартом проведения обзорных проверок (ISRE) 2410 «Обзорная проверка промежуточной финансовой информации, проводимая независимым аудитором компании». Обзорная проверка промежуточной финансовой информации включает в себя направление запросов, в первую очередь сотрудникам, отвечающим за вопросы бухгалтерского учета и отчетности, выполнение аналитических и других процедур по обзорной проверке. Объем процедур, выполняемых в рамках обзорной проверки, значительно меньше объема процедур, выполняемых в рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита (ISAs), что не позволяет нам получить достаточную уверенность в том, что нам станет известно обо всех существенных вопросах, которые могли бы быть выявлены в результате аудита. Соответственно, мы не выражаем мнения аудитора.

Заключение
На основании нашей обзорной проверки, ничто не привлекло нашего внимания, что заставило бы нас предположить, что прилагаемая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая информация Группы РусГидро не подготовлена, во всех существенных отношениях, в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность».

Москва, Российская Федерация

22 ноября 2010 года

Закрытое акционерное общество «ПрайсвотерхаусКуперс Аудит» (ЗАО «ПвК Аудит»)
Бизнес-центр «Белая площадь», ул. Бутырский Вал, 10, Москва, Россия, 125047
Т: +7 (495) 967-6000, F:+7 (495) 967-6001, www.pwc.ru

	Примечание	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
АКТИВЫ			
Внеоборотные активы			
Основные средства	6	375 097	359 598
Финансовые вложения в зависимые общества и совместно контролируемые предприятия	12	7 426	18 470
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	7	7 685	6 860
Прочие внеоборотные активы	8	32 795	23 281
Итого внеоборотные активы		**423 003**	**408 209**
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	9	27 504	52 443
Дебиторская задолженность и авансы выданные	10	38 599	33 377
Товарно-материальные запасы		1 328	1 271
Прочие оборотные активы	11	22 535	11 566
Активы, предназначенные для продажи	12	11 265	-
Итого оборотные активы		**101 231**	**98 657**
ИТОГО АКТИВЫ		**524 234**	**506 866**
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал			
Акционерный капитал	13	269 695	269 695
Собственные выкупленные акции	13	(12 172)	(12 172)
Эмиссионный доход		12 005	12 005
Нераспределенная прибыль и прочие резервы		144 903	132 378
Капитал акционеров ОАО «РусГидро»		**414 431**	**401 906**
Неконтролирующая доля участия		5 914	3 894
ИТОГО КАПИТАЛ		**420 345**	**405 800**
Долгосрочные обязательства			
Отложенные налоговые обязательства		31 216	32 618
Долгосрочные заемные средства	14	18 865	19 367
Прочие долгосрочные обязательства	15	3 141	2 957
Итого долгосрочные обязательства		**53 222**	**54 942**
Краткосрочные обязательства			
Краткосрочные заемные средства и краткосрочная часть долгосрочных заемных средств	14	4 728	5 072
Кредиторская задолженность и начисления	16	39 988	36 482
Текущие обязательства по налогу на прибыль		86	127
Кредиторская задолженность по прочим налогам	17	5 865	4 443
Итого краткосрочные обязательства		**50 667**	**46 124**
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		**103 889**	**101 066**
ИТОГО КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		**524 234**	**506 866**

Председатель Правления Е. В. Дод

Главный бухгалтер Д. В. Финкель

22 ноября 2010 года

	Примечание	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Доходы от текущей деятельности	18	204 978	168 835
Расходы по текущей деятельности	19	(175 727)	(144 321)
Прибыль от текущей деятельности		**29 251**	**24 514**
Финансовые (расходы) / доходы	20	(614)	180
Обесценение активов, предназначенных для продажи	12	(472)	-
Доля в (убытках) / прибылях зависимых обществ и совместно контролируемых предприятий		(334)	159
Прибыль до налогообложения		**27 831**	**24 853**
Расходы по налогу на прибыль	21	(6 369)	(5 304)
Прибыль за период		**21 462**	**19 549**
Причитающаяся:			
Акционерам ОАО «РусГидро»		19 340	18 472
Неконтролирующей доле участия		2 122	1 077
Прибыль на обыкновенную акцию, причитающаяся акционерам ОАО «РусГидро», – базовая и разводненная (в российских рублях на акцию)	22	**0,074**	**0,075**
Средневзвешенное количество акций в обращении – базовое и разводненное (тысяч штук)	22	259 813 376	244 822 589

Председатель Правления Е. В. Дод

Главный бухгалтер Д. В. Финкель

22 ноября 2010 года

	Примечание	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Прибыль за период		**21 462**	**19 549**
Прочий совокупный доход после налога на прибыль:			
Доход от изменения стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, за вычетом налогов	7	794	2 428
Доля в прочем совокупном (убытке) / доходе зависимых обществ и совместно контролируемых предприятий		(4)	98
Итого совокупный доход за период		**22 252**	**22 075**
Причитающийся:			
Акционерам ОАО «РусГидро»		20 130	21 001
Неконтролирующей доле участия		2 122	1 074

Председатель Правления Е. В. Дод

Главный бухгалтер Д. В. Финкель

22 ноября 2010 года

	Примечание	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ТЕКУЩЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Прибыль до налогообложения		**27 831**	**24 853**
Амортизация основных средств	19	5 600	6 350
Убыток от выбытия основных средств, нетто	19	183	21
Финансовые расходы / (доходы)	20	614	(180)
Обесценение активов, предназначенных для продажи	12	472	-
Начисление / (восстановление) убытка от обесценения дебиторской задолженности	19	115	(570)
Доля в убытках / (прибылях) зависимых обществ и совместно контролируемых предприятий		334	(159)
Влияние Опционной программы	5	685	143
Расходы по пенсионному обеспечению		42	76
Прочие расходы		2	33
Денежные потоки по текущей деятельности до изменений оборотного капитала и уплаченного налога на прибыль		**35 878**	**30 567**
Изменения в оборотном капитале:			
Увеличение дебиторской задолженности и авансов выданных		(3 910)	(8 997)
(Увеличение) / уменьшение прочих оборотных активов		(468)	35
Увеличение товарно-материальных запасов		(59)	(115)
Увеличение прочих внеоборотных активов		(1 262)	(45)
Уменьшение кредиторской задолженности и начислений		(994)	(552)
Увеличение задолженности по прочим налогам		1 428	1 141
(Уменьшение) / увеличение прочих долгосрочных обязательств		(12)	189
Налог на прибыль уплаченный		(9 178)	(5 838)
Итого поступление денежных средств от текущей деятельности		**21 423**	**16 385**
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Приобретение основных средств		(21 371)	(10 549)
Поступления от продажи основных средств		7	39
Приобретение векселей и прочих финансовых вложений		(27 416)	(5 267)
Поступления от продажи векселей и прочих финансовых вложений		7 305	83
Приобретение компаний под общим контролем	2	(7 995)	-
Поступления от продажи финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи		-	148
Закрытие сделок с производными финансовыми инструментами		(1 603)	100
Займы выданные		(8)	(17)
Проценты полученные		1 243	2 085
Итого использование денежных средств на инвестиционную деятельность		**(49 838)**	**(13 378)**

	Примечание	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Поступления по заемным средствам	14	4 343	3 658
Погашение заемных средств	14	(4 654)	(2 245)
Проценты уплаченные		(980)	(1 534)
Дивиденды, выплаченные Группой акционерам с неконтролирующей долей участия		-	(101)
Поступления от эмиссии акций	16	4 603	11 129
Поступления от эмиссии акций дочерней компании	16	812	791
Платежи по финансовому лизингу		(572)	(1 205)
Итого поступление денежных средств от финансовой деятельности		**3 552**	**10 493**
Отрицательные курсовые разницы по остаткам денежных средств		**(76)**	**-**
(Уменьшение) / увеличение денежных средств и их эквивалентов		**(24 939)**	**13 500**
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	**9**	**52 443**	**30 109**
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	**9**	**27 504**	**43 609**

Председатель Правления Е. В. Дод

Главный бухгалтер Д. В. Финкель

22 ноября 2010 года

Группа «РусГидро»
Консолидированный промежуточный сокращенный Отчет об изменении капитала за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года
(не прошедший аудиторскую проверку)
(в миллионах российских рублей, если не указано иное)

	Прим.	Акционерный капитал	Собственные выкупленные акции	Эмиссионный доход	Резерв, связанный с присоединением	Резерв по переоценке	Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	Нераспределенная прибыль	Капитал акционеров ОАО «РусГидро»	Неконтролирующая доля участия	Итого капитал
На 1 января 2010 года		**269 695**	**(12 172)**	**12 005**	**(77 070)**	**147 630**	**4 659**	**57 159**	**401 906**	**3 894**	**405 800**
Итого совокупный доход		-	-	-	-	-	794	19 336	20 130	2 122	22 252
Приобретение компаний под общим контролем	2	-	-	-	(8 300)	-	-	-	(8 300)	-	(8 300)
Влияние Опционной программы	5	-	-	-	-	-	-	685	685	-	685
Влияние изменения неконтролирующей доли участия		-	-	-	-	-	-	10	10	(7)	3
Выбытие резерва по переоценке в связи с выбытием основных средств		-	-	-	-	(59)	-	59	-	-	-
Дивиденды	13	-	-	-	-	-	-	-	-	(95)	(95)
На 30 июня 2010 года		**269 695**	**(12 172)**	**12 005**	**(85 370)**	**147 571**	**5 453**	**77 249**	**414 431**	**5 914**	**420 345**

Примечания составляют неотъемлемую часть данной, не прошедшей аудиторскую проверку, консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации

Перевод оригинала, подготовленного на английском языке, являющегося официальным и имеющего безусловный приоритет

	Прим.	Акционерный капитал	Собственные выкупленные акции	Эмиссионный доход	Резерв, связанный с присоединением	Резерв по переоценке	Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи	Нераспределенная прибыль	Капитал акционеров ОАО «РусГидро»	Неконтролирующая доля участия	Итого капитал
На 1 января 2009 года		**245 014**	**(8 172)**	**12 005**	**(76 447)**	**151 299**	**-**	**19 940**	**343 639**	**2 738**	**346 377**
Итого совокупный доход		-	-	-	-	-	2 431	18 570	21 001	1 074	22 075
Эмиссия акций	13	10 000		-	-	-	-	-	10 000	-	10 000
Влияние Опционной программы	5	-	-	-	-	-	-	143	143	-	143
Влияние изменения неконтролирующей доли участия	13	-	-	-	-	-	-	2 101	2 101	1 171	3 272
Выбытие резерва по переоценке в связи с выбытием основных средств		-	-	-	-	(111)	-	111	-	-	-
Дивиденды	13	-	-	-	-	-	-	-	-	(233)	(233)
На 30 июня 2009 года		**255 014**	**(8 172)**	**12 005**	**(76 447)**	**151 188**	**2 431**	**40 865**	**376 884**	**4 750**	**381 634**

Председатель Правления Е. В. Дод

Главный бухгалтер Д. В. Финкель

22 ноября 2010 года

Примечание 1. Группа и ее деятельность

Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания» (ОАО «РусГидро», далее по тексту – «Общество») учреждено 26 декабря 2004 года единственным учредителем – Российским акционерным обществом энергетики и электрификации «ЕЭС России» (далее по тексту – «РАО ЕЭС») по Решению Совета директоров РАО ЕЭС от 24 декабря 2004 года в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 526 от 11 июля 2001 года «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» (далее по тексту – «Постановление № 526») и Распоряжениями Правительства РФ № 1254-р от 1 сентября 2003 года и № 1367-р от 25 октября 2004 года.

1 июля 2008 года РАО ЕЭС прекратило свое существование, и Общество стало контролироваться государством (Российской Федерацией).

По состоянию на 30 июня 2010 года Группа «РусГидро» (далее по тексту – «Группа») состоит из Общества и его дочерних компаний. Информация об основных дочерних компаниях Группы представлена в Примечании 3. В состав Общества входят 20 филиалов, зарегистрированных на территории Российской Федерации, включая: филиал «Бурейская ГЭС», филиал «Волжская ГЭС», Дагестанский филиал, филиал «Воткинская ГЭС», филиал «Жигулевская ГЭС», филиал «Загорская ГАЭС», филиал «Зейская ГЭС», филиал «Ирганайская ГЭС», Кабардино-Балкарский филиал, филиал «Камская ГЭС», Карачаево-Черкесский филиал, филиал «Каскад Верхневолжских ГЭС», филиал «Каскад Кубанских ГЭС», филиал «Корпоративный университет гидроэнергетики», филиал «Нижегородская ГЭС», филиал «Новосибирская ГЭС», филиал «Саратовская ГЭС», филиал «Саяно-Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожнего», Северо-Осетинский филиал, филиал «Чебоксарская ГЭС».

Основными видами деятельности Группы являются производство и реализация электроэнергии и мощности на оптовом и розничном рынках Российской Федерации.

Юридический адрес Общества: Российская Федерация, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Республики, д. 51.

Обыкновенные акции Общества обращаются на Московской Межбанковской Валютной Бирже и в Российской Торговой Системе.

В 2009 году начались торги глобальными депозитарными расписками Общества в соответствии с Правилом 144А (далее по тексту – «ГДР») на основном рынке Лондонской фондовой биржи и в торговой системе PORTAL, а также американскими депозитарными расписками первого уровня (далее по тексту – «АДР») на основном рынке Лондонской фондовой биржи и на внебиржевом рынке США (Примечание 25). Каждая ГДР и АДР соответствует 100 обыкновенным акциям Общества.

Группа осуществляет свою деятельность в целях реализации государственной политики Российской Федерации в области гидроэнергетики, создания условий для эффективного функционирования оптового рынка электроэнергии, реализации единой стратегии в области инвестиций и привлечения капитала для решения общесистемных задач развития гидроэнергетики, разработки и реализации научно-технической политики и внедрения новых прогрессивных видов техники и технологий, в том числе освоения возобновляемых источников электрической энергии.

Отношения с государством и действующее законодательство. По состоянию на 30 июня 2010 года государству принадлежит 60,91 процента голосующих обыкновенных акций Общества (31 декабря 2009 года: 60,38 процента). В число основных потребителей электроэнергии Группы, а также поставщиков и подрядчиков, оказывающих Группе услуги по диспетчеризации, передаче и распределению электроэнергии, входят предприятия, контролируемые государством (Примечание 5).

Государство оказывает влияние на деятельность Группы посредством:

- своего представительства в Совете директоров Общества;
- регулирования тарифов на рынке оптовой и розничной реализации электроэнергии и мощности;
- согласования инвестиционной программы Общества, объема и источников ее финансирования и контроля над ее реализацией;
- действующего антимонопольного законодательства.

Федеральная служба по тарифам (далее по тексту – «ФСТ») регулирует тарифы на электроэнергию и мощность посредством установления минимального и максимального уровней тарифов для конечных потребителей и тарифов для оптового рынка. Региональные энергетические комиссии (далее по тексту – «РЭК») устанавливают тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей и тарифы на передачу электроэнергии по низковольтным сетям для региональных розничных рынков. Предприятия Группы реализуют электроэнергию и мощность как по свободным ценам, так и по тарифам, которые определяются на основе нормативных документов, применяемых для электроэнергетической отрасли, и нормативных документов, применяемых для естественных монополий.

Начиная с 2008 года ФСТ осуществляет расчет тарифов путем проведения индексации, ранее тарифная система основывалась на модели «издержки плюс», в соответствии с которой увеличение тарифов было обусловлено ростом затрат гидроэлектростанций. Формулы по индексации тарифов, помимо всего прочего, учитывают прогнозный уровень инфляции, изменения налогового режима и величину инвестиций, необходимых для содержания и, в некоторых случаях, развития генерирующих активов. Формулы индексации рассчитаны на основе затрат по российским стандартам бухгалтерского учета (далее по тексту – «РСБУ»), которые применялись в модели «издержки плюс» в 2007 году, признанном базовым годом для целей метода индексации.

Процедура утверждения инвестиционных программ Общества регулируется Постановлением Правительства РФ № 977 от 1 декабря 2009 года «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики». Инвестиционная программа Общества подлежит согласованию с органами государственного регулирования: Министерством энергетики РФ, Министерством экономического развития РФ, Министерством финансов РФ, Министерством промышленности и торговли РФ, Федеральной антимонопольной службой, ФСТ, Федеральным агентством по атомной энергии «Росатом» и местными властями. Инвестиционная программа Общества на 2010 год утверждена в марте 2010 года.

Как указано выше, политика Правительства РФ в экономической, социальной и других сферах способна оказать существенное влияние на деятельность Группы.

Реструктуризация отрасли. В последние годы российская электроэнергетика находится в процессе реформирования, регулируемого Постановлением № 526, направленном на: (а) реформирование рыночной структуры; (б) демонополизацию и развитие конкуренции в сфере генерации, сбыта и оказания ремонтно-эксплуатационных и прочих услуг; (в) совершенствование тарифного ценообразования в регулируемых секторах электроэнергетики.

Постановление № 526 полностью трансформировало общую структуру рынка электроэнергии путем разделения всей вертикально-интегрированной структуры энергетических компаний, контролируемых ранее РАО ЕЭС, и создания профильных компаний в сферах производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии, а также ремонтных и сервисных компаний. Процедура реструктуризации была завершена 1 июля 2008 года, когда РАО ЕЭС было разделено на более чем 20 независимых компаний, каждая из которых принадлежит либо к конкурентному сектору (производство электроэнергии), либо к регулируемому сектору (передача и распределение электроэнергии).

Важнейшим шагом в развитии конкурентной модели оптового рынка электроэнергии и мощности стало принятие Новых правил оптового рынка электрической энергии и мощности переходного периода, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 529 от 31 августа 2006 года «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)» (далее по тексту – «Правила»), которые вступили в силу с 1 сентября 2006 года. В соответствии с Правилами были введены четыре сегмента рынка электроэнергии:

- торговля на основании регулируемых договоров (купля-продажа заранее определенных объемов электроэнергии и мощности по тарифам, утвержденным ФСТ),
- рынок «на сутки вперед» (сектор свободной торговли электроэнергией и мощностью, купля-продажа по свободным ценам),
- балансирующий рынок (сектор отклонений) (купля-продажа объемов отклонений электроэнергии по свободным ценам) и
- торговля в рамках двусторонних нерегулируемых договоров (купля-продажа электроэнергии и мощности по свободным ценам).

Период с 1 сентября 2006 года до конца 2010 года является «переходным периодом», по окончании которого оптовый рынок электроэнергии и мощности должен стать полностью либерализованным.

В начале «переходного периода» на регулируемые договоры приходилась купля-продажа почти всего объема производимой электроэнергии и мощности. В соответствии с Правилами доля торговли по регулируемым договорам будет снижаться следующим образом:

- с 1 июля 2010 года – до 15 – 20 процентов;
- с 1 января 2011 года предполагается, что будет сформирован полностью конкурентный оптовый рынок электроэнергии и мощности.

Постановлением Правительства РФ № 476 от 28 июня 2008 года «О внесении изменений в некоторые постановления Правительства РФ по вопросам организации конкурентной торговли генерирующей мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности)» были внесены поправки в вышеуказанные Правила. Эти поправки предусматривают введение конкурентных механизмов торговли мощностью на новом оптовом рынке в течение переходного периода в рамках законтрактованных объемов по регулируемым тарифам.

Конкурентные механизмы торговли мощностью предусматривают гарантированную оплату по тарифам, не превышающим регулируемые тарифы, одобренные ФСТ для мощности, включенной в годовой прогнозный баланс на 1 января 2007 года. В то же время продажа вышеупомянутой мощности может осуществляться по двусторонним договорам с потребителями по нерегулируемым ценам, не ограниченным тарифом ФСТ. Цена мощности новых генерирующих активов, введенных в действие после 1 января 2007 года, не ограничивается регулируемым тарифом, но должна быть экономически обоснована. Соответствие поставщиков данным критериям контролируется организацией оптовой торговли – Некоммерческим партнерством «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» (далее по тексту – «НП «Совет Рынка»).

Правительство РФ вынесло на рассмотрение новую законодательную концепцию по продаже мощности согласно Постановлению Правительства РФ от 24 февраля 2010 года № 89 «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)». Согласно данной концепции, начиная с 2011 года конкурентный отбор ценовых заявок долгосрочного рынка мощности будет осуществляться ежегодно для поставки мощности на четыре года вперед. Конкурентный отбор ценовых заявок на 2011 год будет осуществляться в 2010 году, а на 2012 – 2015 годы – в течение 2011 года.

Текущий процесс либерализации не распространяется на розничный рынок, а также оптовый рынок электроэнергии и мощности региона Дальний Восток, где расположены несколько электростанций Группы, которые продолжают осуществлять продажу электроэнергии и мощности по регулируемым тарифам. Домохозяйства и другие аналогичные группы потребителей будут продолжать платить за электроэнергию по регулируемым тарифам, установленным государством, по меньшей мере до 2011 года.

Руководство считает, что в результате появится стабильная правовая среда и конкурентный рынок электроэнергии и мощности, который позволит Группе в достаточной степени финансировать свою деятельность. Вместе с тем, в этом вопросе не может быть полной уверенности.

Авария на Саяно-Шушенской ГЭС. В результате аварии на Саяно-Шушенской ГЭС в августе 2009 года большинство технологических систем станции было затоплено и сильно повреждено. Общая установленная мощность разрушенных гидроагрегатов составила 6 400 МВт.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, Группа продолжила восстановительные работы на Саяно-Шушенской ГЭС в соответствии с планом восстановления. В феврале 2010 года был запущен гидроагрегат ГА-6, в марте 2010 года – гидроагрегат ГА-5. Суммарная установленная мощность двух гидроагрегатов составила 1 280 МВт (Примечание 25).

Сезонный характер деятельности. Производство электроэнергии и мощности Группы зависит от погодных условий и водности рек. В весенне-летний период (период паводка) производство электроэнергии выше, чем в осенне-зимний период. Спрос на электрическую энергию и мощность также зависит от времени года и погодных условий. Сезонный характер производства электроэнергии и спроса на нее оказывает существенное влияние на объемы вырабатываемой и приобретаемой

Группой электроэнергии.

Примечание 2. Основные принципы составления финансовой информации

Принцип соответствия

Настоящая консолидированная промежуточная сокращенная финансовая информация была подготовлена в соответствии с МСФО (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность» и должна рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчетностью за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, подготовленной в соответствии с МСФО.

За исключением описанных ниже случаев, применяемая учетная политика и методы расчетов соответствуют политике, применявшейся к составлению консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, и представленной в ней.

Метод учета предшественника

Отчет о финансовом состоянии, отчет о прибылях и убытках, отчет о совокупном доходе, отчет о движении денежных средств и отчет об изменении капитала за предшествующий период отличаются от отчетов, опубликованных ранее, вследствие приобретения в течение первой половины 2010 года в рамках сделок под общим контролем, ряда компаний, которые были включены в Группу ретроспективно за все представленные отчетные периоды с применением метода учета предшественника.

В первой половине 2010 года следующие компании были приобретены у ОАО «РАО Энергетические системы Востока» и ОАО «Ленэнерго» за денежное вознаграждение в размере 7 832 миллиона рублей и 468 миллионов рублей соответственно (7 995 миллионов рублей было выплачено в течение первой половины 2010 года), учтены по данным предшественника и ретроспективно включены в финансовую информацию за все представленные отчетные периоды: ОАО «Мосэнергосбыт» (со следующими дочерними компаниями: ОАО «ЭСКМО», ООО «Интегратор ИТ», ООО «Мосэнергосбыт – Домодедово», ООО «Мосэнергосбыт – Егорьевск», ООО «Мосэнергосбыт – Наро-Фоминск», ООО «Мосэнергосбыт – Орехово-Зуево», ОАО «Мосэнергосбыт – Пушкино», ООО «Мосэнергосбыт – Сергиев-Посад», ООО «Мосэнергосбыт – Чехов», ООО «Мосэнергосбыт – Шатура», ООО «Мосэнергосбыт – Электросталь», ООО «Мосэнергосбыт – Раменское», ОАО «Мосэнергосбыт – Серпухов», ООО «Мосэнергосбыт – Луховицы» и ОАО «Мосэнергосбыт – Подольск»), ОАО «Петербургская сбытовая компания» (со следующими дочерними компаниями: ЗАО «Петроэлектросбыт» и ООО «Энергия Холдинг»), ОАО «Алтайэнергосбыт», ОАО «Тамбовская энергосбытовая компания», ОАО «Саратовэнерго» и ОАО «Объединенная энергосбытовая компания».

	31 декабря 2008 года		31 декабря 2009 года	
	До пересмотра	После пересмотра	До пересмотра	После пересмотра
Итого активы	426 371	445 181	483 255	506 866
Итого обязательства	82 758	98 804	79 972	101 066

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года	
	До пересмотра	После пересмотра
Доходы от текущей деятельности	56 888	168 835
Прибыль за период	17 859	19 549

Применение новых или пересмотренных стандартов и интерпретаций

Некоторые новые стандарты, интерпретации и дополнения к существующим стандартам, раскрытые в консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, стали обязательными для Группы с 1 января 2010 года.

МСФО (IAS) 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность» и поправки к МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в зависимые общества» (пересмотрен в январе 2008 года,

применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2009 года или после этой даты). Пересмотренный МСФО (IAS) 27 требует, чтобы компания начисляла общий совокупный доход на владельцев материнской компании и держателей неконтролирующей доли участия (ранее именовавшейся «долей меньшинства») даже в том случае, когда в результате сальдо по неконтролирующей доле участия будет дебетовым (действующий в настоящее время стандарт требует, чтобы превышение по убыткам в большинстве случаев относилось на владельцев материнской компании). Пересмотренный стандарт также указывает, что изменения в доле собственности материнской компании в дочернем обществе, не приводящие к потере контроля, должны отражаться в учете как операции, отражаемые в капитале. Кроме того, в стандарте говорится, что компания должна оценивать прибыль или убыток от потери контроля над дочерним обществом или значительного влияния над зависимым обществом.

МСФО (IFRS) 3 «Объединение компаний» (пересмотрен в январе 2008 года, применяется к объединениям бизнеса, дата приобретения по которым приходится на начало (или позднее) первого отчетного годового периода, начинающегося с 1 июля 2009 года или после этой даты). Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 позволяет компаниям выбирать по своему желанию метод оценки неконтролирующей доли участия: они могут использовать для этого существующий метод МСФО (IFRS) 3 (пропорциональная доля компании-покупателя в идентифицируемых чистых активах приобретенной компании) или проводить оценку на основе справедливой стоимости. Пересмотренный стандарт содержит более подробное руководство по применению метода приобретения к объединению компаний. Отменено требование оценки по справедливой стоимости всех активов и обязательств на каждом этапе поэтапного приобретения для целей расчета доли гудвила. Теперь в случае поэтапного объединения компаний компания-покупатель должна произвести переоценку ранее принадлежавшей ей доли в приобретенной компании по справедливой стоимости на дату приобретения и отразить прибыль или убыток, если таковые получены, на счете прибылей и убытков. Затраты, связанные с приобретением, учитываются отдельно от объединения бизнеса и поэтому отражаются как расходы, а не включаются в гудвил. Компания-покупатель должна отражать на дату приобретения обязательство по любому условному вознаграждению, связанному с покупкой. Изменения стоимости этого обязательства после даты приобретения отражаются надлежащим образом в соответствии с другими применимыми МСФО, а не путем корректировки гудвила. Пересмотренный МСФО (IFRS) 3 включает также в свои рамки объединения бизнеса только с участием компаний взаимного сотрудничества и объединения бизнеса, осуществленные исключительно путем заключения договора.

Интерпретация КИМФО (IFRIC) 17 «Неденежные выплаты собственникам» (выпущена в ноябре 2008 года, применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2009 года или после этой даты). Данная интерпретация поясняет, когда и каким образом должно отражаться распределение неденежных активов в качестве дивидендов собственникам. Группа должна оценивать обязательство по выплате неденежных активов в качестве дивидендов собственникам по справедливой стоимости активов к распределению. Доходы или расходы от выбытия распределяемых неденежных активов должны признаваться на счете прибылей и убытков в момент выполнения расчетов по выплачиваемым дивидендам. Интерпретация КИМФО (IFRIC) 17 не применима к деятельности Группы, так как Группа не распределяет неденежные активы своим владельцам.

Интерпретация КИМФО (IFRIC) 18 «Учет активов, полученных от клиентов» (выпущена в январе 2009 года, применяется к активам, полученным 1 июля 2009 года или после этой даты). Данная интерпретация разъясняет порядок учета активов, полученных от клиентов, а именно обстоятельства, при которых выполняются критерии признания актива; порядок признания активов и порядок их оценки при первоначальном признании; установление отдельно определяемых операций получения активов (одна или более операций при передаче актива); признание выручки и учет полученных денег от клиентов. Интерпретация КИМФО (IFRIC) 18 не оказывает влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию Группы.

МСФО (IFRS) 1 «Первое применение международных стандартов финансовой отчетности» (пересмотрен в декабре 2009 года, применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2009 года или после этой даты). Пересмотренный МСФО (IFRS) 1 сохраняет содержание предыдущей версии, но имеет другую структуру, что облегчает его понимание пользователями и обеспечивает лучшую возможность для внесения будущих изменений. Пересмотренный стандарт не оказывает влияния на консолидированную промежуточную

сокращенную финансовую информацию Группы.

Дополнительные исключения для компаний, применяющих МСФО впервые – Изменения МСФО (IFRS) 1 «Первое применение международных стандартов финансовой отчетности» (выпущены в июле 2009 года, применяются к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2010 года). Данные изменения освобождают компании, применяющие метод полной стоимости, от ретроспективного применения МСФО для нефтегазовых активов, а также компании, имеющие действующие договоры лизинга, от пересмотра классификации этих договоров в соответствии с КИМФО (IFRIC) 4 «Порядок определения наличия в договоре признаков аренды» в том случае, когда использование национальных стандартов учета приводит к получению такого же результата. Поправки не оказывают влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию Группы.

«Внутригрупповые операции по выплатам, основанным на акциях с выплатами денежными средствами» – Поправки к МСФО (IFRS) 2 «Выплаты, основанные на акциях» (выпущены в июне 2009 года, применяются к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2010 года или после этой даты). Данные поправки создают четкую основу для классификации выплат, основанных на акциях, в консолидированной и отдельной финансовой отчетности. Поправки вводят в стандарт рекомендации, изложенные в отмененных интерпретациях КИМФО (IFRIC) 8 и КИМФО (IFRIC) 11. Поправки расширяют объем рекомендаций КИМФО (IFRIC) 11 и охватывают планы, которые не рассматривались в этой интерпретации. Эти поправки также разъясняют определение терминов, приведенных в Приложении к данному стандарту. Данные поправки не оказывают существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию Группы.

«Применимость к хеджируемым статьям» – Поправка к МСФО (IAS) 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» (выпущена в июле 2008 года, применяется ретроспективно к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2009 года или после этой даты). Данная поправка разъясняет, каким образом принципы, определяющие применимость учета при хеджировании к хеджируемому риску или части потоков денежных средств, используются в различных ситуациях. Данная поправка не оказывает влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию, так как Группа не применяет учет хеджирования.

Усовершенствования международных стандартов финансовой отчетности (выпущены в апреле 2009 года; поправки к МСФО (IFRS) 2, МСФО (IAS) 38, КИМФО (IFRIC) 9 и КИМФО (IFRIC) 16 применяются к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2009 года или после этой даты; поправки к МСФО (IFRS) 5, МСФО (IFRS) 8, МСФО (IAS) 1, МСФО (IAS) 7, МСФО (IAS) 17, МСФО (IAS) 36 и МСФО (IAS) 39 применяются к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2010 года или после этой даты). Указанные изменения представляют собой сочетание изменений по существу и разъяснений следующих стандартов и толкований: разъяснение, что сфера применения МСФО (IFRS) 2 не распространяется на взносы предприятий в операции под общим контролем и создание совместных предприятий; поправки к МСФО (IFRS) 5, утверждающие, что при потере контроля активы и обязательства дочернего общества будут отвечать критериям актива, предназначенного для продажи, даже если сохраняется неконтролирующая доля участия в дочернем обществе, и разъясняющие требования к раскрытию информации в отношении внеоборотных активов (или групп выбытия), отнесенных в категорию предназначенных для продажи или прекращаемой деятельности; требование раскрывать в отчетности информацию об оценке общих активов и обязательств для каждого отчетного сегмента согласно МСФО (IFRS) 8, только если информация о таких суммах регулярно предоставляется лицам или органам, ответственным за принятие операционных решений; изменение МСФО (IAS) 1, разрешающее относить некоторые обязательства, расчет по которым производится собственными долевыми инструментами субъекта хозяйственной деятельности, в категорию долгосрочных; изменение МСФО (IAS) 7, согласно которому только те расходы, которые приводят к признанию актива, могут быть отнесены в категорию инвестиционной деятельности; разрешение относить некоторые долгосрочные договоры аренды земли к категории финансовой аренды, в соответствии с МСФО (IAS) 17, даже если передача права собственности на землю в конце срока аренды не производится; предоставление дополнительных рекомендаций в МСФО (IAS) 18 для определения того факта, выступает ли субъект хозяйственной деятельности принципалом или агентом; разъяснение в МСФО (IAS) 36, что генерирующая денежные потоки единица не может быть больше

операционного сегмента до объединения; дополнение МСФО (IAS) 38, касающееся оценки справедливой стоимости нематериальных активов, приобретенных в ходе операции по объединению компаний; изменение МСФО (IAS) 39, для того чтобы (а) включить в сферу его применения опционные контракты, которые могут привести к объединению компаний, (б) дать разъяснения о периоде переклассификации прибылей или убытков по инструментам хеджирования денежных потоков из капитала в состав финансового результата и (в) указать, что возможность досрочного погашения тесно связана с основным контрактом, если после его осуществления заемщик возмещает экономический убыток кредитора; изменение интерпретации КИМФО (IFRIC) 9, указывающее, что производные инструменты, встроенные в контракты, приобретенные в ходе операций под общим контролем и создания совместных предприятий, не входят в сферу ее применения; а также отмена ограничения в интерпретации КИМФО (IFRIC) 16 относительно того, что инструменты хеджирования не могут удерживаться зарубежной компанией, в отношении которой осуществляется хеджирование. Данные поправки не оказывают существенного влияния на консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию Группы, кроме поправки к МСФО (IFRS) 5 (Примечание 12).

Новые стандарты финансовой отчетности

Были опубликованы следующие новые стандарты, новые интерпретации и поправки к стандартам и разъяснениям, которые не применимы для финансового года, начинающегося с 1 января 2010 года, и не были применены досрочно, кроме МСФО (IAS) 24 в отношении частичного исключения для государственных компаний:

МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты. Часть 1: Классификация и оценка». МСФО (IFRS) 9 был выпущен в ноябре 2009 года и заменяет те части МСФО (IAS) 39, которые касаются классификации и оценки финансовых активов. Основные положения:

- По методам оценки финансовые активы разделяются на две группы: активы, которые впоследствии оцениваются по справедливой стоимости, и активы, которые впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости. Выбор метода оценки должен быть сделан при первоначальном признании. Классификация определяется бизнес-моделью компании по управлению финансовыми инструментами и характеристиками финансовых активов, предусмотренными в договоре.
- Инструмент может впоследствии оцениваться по амортизированной стоимости, только если он является долговым инструментом, при этом (а) в соответствии со своей бизнес-моделью компания намеревается получить денежные средства, предусмотренные договором, (б) данные денежные средства представляют собой исключительно выплаты основной суммы долга и процентов (то есть обладают только основными характеристиками кредита). Все остальные долговые инструменты оцениваются по справедливой стоимости, изменение которой отражается на счете прибылей и убытков.
- Все долевые инструменты впоследствии оцениваются по справедливой стоимости. Долевые инструменты, предназначенные для торговли, измеряются по справедливой стоимости с отражением ее изменения на счете прибылей и убытков. Для всех остальных долевых инструментов при первоначальном признании существует альтернативный выбор – признавать нереализованные и реализованные прибыли и убытки от изменения справедливой стоимости в составе прочего совокупного дохода, а не в составе прибылей или убытков; при этом выбор, сделанный при первоначальном признании, впоследствии не может быть изменен. Последующее отнесение прибылей и убытков от изменения справедливой стоимости, признанных в составе прочего совокупного дохода, в состав прибылей и убытков не предусматривается. Выбор может осуществляться отдельно по каждому инструменту. Дивиденды представляются в составе прибылей или убытков до тех пор, пока они представляют собой доход от инвестиции.

Применение МСФО (IFRS) 9 обязательно с 1 января 2013 года, при этом разрешается досрочное применение.

В настоящее время Группа оценивает последствия принятия стандарта, его влияние на Группу и сроки начала применения стандарта Группой.

«Классификация эмиссии прав» – Поправка к МСФО (IAS) 32 «Финансовые инструменты: Представление» (выпущена в октябре 2009 года, применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 февраля 2010 года или после этой даты). Поправка освобождает

некоторые эмиссии прав на покупку дополнительных акций, доходы от которых выражены в иностранной валюте, от классификации в качестве производных финансовых инструментов. Согласно ожиданиям Группы, данная поправка не окажет существенного влияния на Группу.

МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах» (пересмотрен в ноябре 2009 года, применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2011 года или после этой даты). В 2009 году в МСФО (IAS) 24 были внесены следующие изменения: (а) было упрощено определение связанной стороны, внесена ясность в его предполагаемое значение и устранены несоответствия, (б) частично было предоставлено освобождение от требований раскрытия информации для компаний, связанных с государством. МСФО (IAS) 24 в части освобождения от требований раскрытия информации для компаний, связанных с государством, Группа начала применять досрочно. Новое требование, касающееся раскрытия для компаний, связанных с государством, предусмотрено только для существенных транзакций и транзакций, которые в сумме могут быть существенны.

Поправки к КИМФО (IFRIC) 14 «МСФО (IAS) 19 – Границы активов пенсионных планов с установленными выплатами, минимальные требования к фондированию планов» (выпущены в ноябре 2009 года, применяются к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 января 2011 года или после этой даты). Поправки корректируют непреднамеренное влияние интерпретации КИМФО (IFRIC) 14, которая не позволяла компаниям признавать в качестве актива некоторые авансовые платежи в рамках минимальных добровольных взносов. Данные поправки дают необходимые разъяснения и дополнения к КИМФО (IFRIC) 14.

Интерпретация КИМФО (IFRIC) 19 «Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами» (выпущена в ноябре 2009 года, применяется к годовым отчетным периодам, начинающимся с 1 июля 2010 года или после этой даты). Данная интерпретация разъясняет порядок учета компанией долговых обязательств при погашении собственными долевыми инструментами. В отчете о прибылях и убытках признается прибыль или убыток по результатам сравнения справедливой стоимости долевых инструментов с балансовой стоимостью задолженности. В настоящее время Группа оценивает последствия применения интерпретации.

Примечание 3. Основные дочерние компании

Следующие основные дочерние компании были консолидированы в данную консолидированную промежуточную сокращенную финансовую информацию Группы. Большинство дочерних компаний создано и действует на территории Российской Федерации.

Перечень включает только основные дочерние компании:

	30 июня 2010 года		31 декабря 2009 года	
	Доля в уставном капитале, %	Доля голосующих акций, %	Доля в уставном капитале, %	Доля голосующих акций, %
ОАО «Алтайэнергосбыт»**	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ЗАО «Организатор строительства Богучанской ГЭС»	51,00%	51,00%	51,00%	51,00%
ЗАО «Заказчик строительства Богучанского алюминиевого завода»	51,00%	51,00%	51,00%	51,00%
ОАО «ЧиркейГЭСстрой»	75,00%-1 акция	75,00%-1 акция	75,00%-1 акция	75,00%-1 акция
ОАО «Чувашская энергосбытовая компания»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «ОП Верхне-Мутновская ГеоЭС»*	86,18%	95,81%	86,18%	95,81%
ОАО «Электроремонт-ВКК»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «ЭСК РусГидро»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «ЭСКО ЕЭС»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Дальневосточная ВЭС»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Геотерм»	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%
ОАО «Гидроремонт-ВКК»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ООО «Гидросервис» (бывшее ООО «Дирекция по восстановлению и реконструкции СШГЭС»)*	100,00%	-	100,00%	-
ЗАО «ГидроИнжиниринг Сибирь»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Карачаево-Черкесская ГГК»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Гидроинвест»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
HydroOGK Aluminium Company Ltd	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
HydroOGK Power Company Ltd	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ООО «Индекс энергетики – ГидроОГК»*	100,00%	-	100,00%	-
ОАО «Мособлгидропроект»	62,62%	62,62%	62,62%	62,62%
ОАО «Колымаэнерго»	64,27%	64,27%	64,27%	64,27%
ОАО «Красноярскэнергосбыт»*	51,75%	66,33%	51,75%	66,33%
ОАО «Ленгидропроект»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Малая Мезенская ПЭС»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Мосэнергосбыт»**	50,90%	50,90%	50,90%	50,90%
ОАО «НИИЭС»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Нижне-Бурейская ГЭС»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Нижне-Курейская ГЭС»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Нижне-Зейская ГЭС»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Паужетская ГеоЭС»*	79,84%	100,00%	79,84%	100,00%
ОАО «Инженерный центр возобновляемой энергетики»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «УК ГидроОГК»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «РЭСК»	90,52%	90,52%	90,52%	90,52%
ОАО «Петербургская сбытовая компания»**	61,51%	67,08%	61,51%	67,08%
ОАО «Саратовэнерго»**	48,36%	49,00%	48,36%	49,00%
ОАО «СШГЭР»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Сулакский ГидроКаскад»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Тамбовская энергосбытовая компания»**	49,01%	56,01%	49,01%	56,01%
ОАО «Турборемонт-ВКК»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Усть-СреднеканГЭСстрой»*	64,27%	100,00%	64,27%	100,00%
ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС»*	48,75%	72,82%	48,75%	72,82%
ОАО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Южно-Якутский ГЭК»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Загорская ГАЭС-2»	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
ОАО «Зарамагские ГЭС»	95,45%	95,45%	95,45%	95,45%

* Разница между долей в уставном капитале и долей голосующих акций в компании связана с владением привилегированными акциями и / или с долей косвенного владения, или долей в обществах с ограниченной ответственностью (ООО).

** Компании, приобретенные в рамках сделок под общим контролем в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, и отраженные по методу учета предшественника (Примечание 2).

Примечание 4. Информация по сегментам

Совет директоров рассматривает информацию о Группе по направлениям деятельности в разрезе следующих операционных сегментов:

- Сегмент «Генерация» состоит из Общества и дочерних обществ Группы, осуществляющих производство и продажу электроэнергии и мощности.
- Сегмент «Сбыт» состоит из дочерних обществ Группы, являющихся участниками рынка электроэнергии и мощности, на котором они покупают электроэнергию и мощность и затем продают ее потребителям. Большинство компаний данного сегмента имеют статус «гарантирующих поставщиков», то есть поставщиков, которые обязаны подписывать контракты на поставку электроэнергии со всеми конечными потребителями в рамках своего региона на основании их заявки.
- Сегмент «Научно-исследовательские институты» состоит из дочерних обществ Группы, осуществляющих научно-исследовательскую деятельность в области электроэнергетики и строительства гидротехнических сооружений.
- Сегмент «Ремонтные организации» состоит из дочерних обществ Группы, предоставляющих в основном услуги по ремонту, модернизации и реконструкции оборудования и гидротехнических сооружений.
- Сегмент «Подрядные организации» состоит из дочерних обществ Группы, осуществляющих строительство гидроэлектростанций.

Прочие сегменты включают в себя все прочие несущественные сегменты, которые не имеют схожих экономических характеристик.

Активы прочих сегментов включают объекты незавершенного строительства, которые после его завершения будут переведены в сегмент «Генерация». Обязательства прочих сегментов состоят в основном из внутригрупповых краткосрочных и долгосрочных кредитов и займов, кредиторской задолженности и начислений.

Руководство рассматривает финансовую информацию по сегментам, подготовленную в соответствии с РСБУ. Указанная информация по ряду аспектов отличается от МСФО:

- изменение справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, отражается в составе прибылей и убытков по сегментам, а не в составе капитала;
- налог на прибыль не распределяется по отчетным сегментам;
- обязательства Группы, возникшие после окончания трудовых договоров, не признаются;
- резерв под обесценение дебиторской задолженности признается на основании суждений руководства и имеющейся информации, а не на основании модели понесенных издержек, представленной в МСФО (IAS) 39;
- финансовые вложения в дочерние общества не консолидируются, а финансовые вложения в зависимые общества не учитываются по методу долевого участия;
- прочие внутригрупповые активы и обязательства не исключаются.

Руководство полагает, что EBITDA является удобным инструментом для оценки эффективности операционной деятельности Общества и дочерних обществ Группы, поскольку отражает динамику прибыли без учета влияния некоторых начислений.

Информация по отчетным сегментам за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, и по состоянию на эти даты, подготовленная на основе консолидированного бизнес-плана Группы представлена ниже:

	Генерация	Сбыт	Научно-исследовательские институты	Ремонтные организации	Подрядные организации	Прочие сегменты	Итого
За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года							
Выручка от сторонних компаний	40 580	161 950	259	343	767	625	204 524
Выручка от межсегментных операций	2 384	1 039	420	1 644	5 126	921	11 534
Итого выручка	**42 964**	**162 989**	**679**	**1 987**	**5 893**	**1 546**	**216 058**
EBITDA*	**27 247**	**8 646**	**48**	**138**	**(41)**	**203**	**36 241**
Капитальные затраты**	**11 413**	**408**	**170**	**88**	**37**	**10 892**	**23 008**
На 30 июня 2010 года							
Итого активы по отчетным сегментам	**522 957**	**39 835**	**1 774**	**1 489**	**5 100**	**110 242**	**681 397**
Итого обязательства по отчетным сегментам	**41 096**	**24 282**	**1 138**	**1 201**	**4 104**	**86 713**	**158 534**

	Генерация	Сбыт	Научно-исследовательские институты	Ремонтные организации	Подрядные организации	Прочие сегменты	Итого
За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года							
Выручка от сторонних компаний	36 000	130 260	246	132	758	561	167 957
Выручка от межсегментных операций	4 122	278	535	758	1 607	672	7 972
Итого выручка	**40 122**	**130 538**	**781**	**890**	**2 365**	**1 233**	**175 929**
EBITDA*	**26 309**	**3 148**	**44**	**62**	**112**	**220**	**29 895**
Капитальные затраты**	**5 792**	**124**	**60**	**19**	**204**	**5 828**	**12 027**
На 31 декабря 2009 года							
Итого активы по отчетным сегментам	**498 684**	**34 237**	**1 435**	**1 120**	**5 079**	**90 816**	**631 371**
Итого обязательства по отчетным сегментам	**36 951**	**24 396**	**816**	**900**	**4 014**	**68 825**	**135 902**

* EBITDA – прибыль до учета процентов, налогов и амортизации, рассчитанная как валовая прибыль в соответствии с РСБУ до вычета амортизации.

** Капитальные затраты представляют собой поступления основных средств и незавершенного строительства в соответствии с РСБУ, включая суммы авансов, выплаченных строительным компаниям и поставщикам основных средств.

Сверка данных по отчетным сегментам с данными консолидированной промежуточной финансовой информации за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, и по состоянию на эти даты представлена ниже:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Выручка по отчетным сегментам (РСБУ)	**214 512**	**174 696**
Выручка прочих сегментов	1 546	1 233
Различия в признании выручки (в соответствии с МСФО)	388	589
Исключение межсегментной выручки	(11 534)	(7 972)
Прочие	66	289
Итого доходы от текущей деятельности (МСФО)	**204 978**	**168 835**

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
EBITDA по отчетным сегментам (РСБУ)	**36 038**	**29 675**
EBITDA прочих сегментов	203	220
Поправка по финансовой аренде	505	704
(Начисление) / восстановление убытка от обесценения дебиторской задолженности (Примечание 19)	(115)	570
Влияние Опционной программы (Примечание 5)	(685)	(143)
Амортизация основных средств (Примечание 19)	(5 600)	(6 350)
Прочие	(1 095)	(162)
Прибыль от текущей деятельности (МСФО)	**29 251**	**24 514**

Сверка обязательств отчетных сегментов с обязательствами Группы представлена ниже:

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Итого обязательства отчетных сегментов (РСБУ)	**71 821**	**67 077**
Обязательства прочих сегментов	86 713	68 825
Отложенные налоги	29 898	31 213
Поправка по пенсионным обязательствам	1 887	1 762
Поправка по финансовой аренде	1 799	2 151
Поправка по производным финансовым инструментам	60	1 180
Дисконтирование финансовых инструментов	(2 289)	(2 254)
Исключение остатков по внутригрупповым расчетам	(86 682)	(68 226)
Прочие	682	(662)
Итого обязательства (МСФО)	**103 889**	**101 066**

Сверка активов отчетных сегментов с активами Группы представлена ниже:

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Итого активы отчетных сегментов (РСБУ)	**571 155**	**540 555**
Активы прочих сегментов	110 242	90 816
Поправка по активам, предназначенным для продажи, и финансовым вложениям в зависимые общества	5 334	5 113
Поправка по финансовой аренде	2 011	2 194
Поправка по основным средствам	1 079	2 136
Справедливая стоимость финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	329	(535)
Поправка по нереализованной прибыли	(1 783)	(1 530)
Отложенные налоги	(2 250)	(1 559)
Списание процентов, капитализированных в РСБУ	(2 503)	(2 890)
Убыток от обесценения дебиторской задолженности	(5 180)	(4 966)
Дисконтирование финансовых инструментов	(6 345)	(4 693)
Поправка по собственным выкупленным акциям	(12 651)	(12 651)
Исключение финансовых вложений в дочерние компании	(48 736)	(37 890)
Исключение остатков по внутригрупповым расчетам	(86 682)	(68 226)
Прочие	214	992
Итого активы (МСФО)	**524 234**	**506 866**

Примечание 5. Операции со связанными сторонами

Стороны считаются связанными, если они находятся под общим контролем или если одна сторона имеет возможность контролировать другую, или может оказывать существенное влияние на нее или совместно контролировать другую сторону при принятии финансовых и операционных решений. При рассмотрении любой операции, потенциально вовлекающей связанную сторону, основное внимание уделяется содержанию отношений, а не правовой форме.

Основными связанными сторонами Группы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, являлись совместно контролируемые и зависимые общества Группы, а также предприятия, контролируемые государством.

Далее раскрыта информация о значительных операциях между Группой и связанными сторонами за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, и о значительных остатках по операциям между Группой и связанными сторонами по состоянию на 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года.

Предприятия, контролируемые государством

В рамках текущей деятельности Группа осуществляет операции с предприятиями, контролируемыми государством. Цены на электроэнергию и мощность формируются на основе тарифов, установленных ФСТ и РЭК. Кредиты предоставляются по рыночным ставкам. Начисления и расчеты по налогам осуществляются в соответствии с российским налоговым законодательством. Операции по передаче и распределению электроэнергии осуществляются по регулируемым тарифам.

Остатки по операциям с предприятиями, контролируемыми государством, представлены ниже:

	Примечание	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Прочие внеоборотные и оборотные активы (векселя и депозиты)	8, 11	16 813	7 490
Денежные средства и их эквиваленты	9	21 528	45 960
Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность	10	11 726	7 017
Авансы, выданные поставщикам и подрядчикам	10	562	213
Задолженность перед Федеральным агентством по управлению федеральным имуществом по выпущенным акциям	16	5 173	4 330
Задолженность перед Федеральным агентством по энергетике	16	2 402	1 590
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам и прочая кредиторская задолженность	16	9 091	7 316
Авансы полученные	16	917	1 069
Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы	14	2 575	2 662

Операции с предприятиями, контролируемыми государством, представлены ниже:

	Примечание	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Продажа электроэнергии и мощности	18	48 877	55 109
Прочая выручка	18	459	541
Покупная электроэнергия и мощность	19	31 694	36 402
Расходы на распределение электроэнергии	19	57 032	46 878
Услуги ОАО «СО ЕЭС»	19	961	969
Процентные доходы	20	1 100	1 947
Прочие расходы		873	241

Зависимые общества

Остатки по операциям с зависимыми обществами представлены ниже:

	Примечание	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков и прочая дебиторская задолженность	10	10	117

Операции с зависимыми обществами представлены ниже:

	Примечание	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Покупная электроэнергия и мощность	19	-	1 483

Совместно контролируемые предприятия

Остатки по операциям с совместно контролируемыми предприятиями представлены ниже:

	Примечание	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Векселя к получению	8	17 472	9 592
Авансы полученные	16	158	242

Операции с совместно контролируемыми предприятиями представлены ниже:

	Примечание	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Прочая выручка	18	230	193

Вознаграждение, выплачиваемое членам Совета директоров и членам Правления. Вознаграждение выплачивается членам Правления Общества за выполнение ими своих обязанностей на занимаемых должностях и складывается из предусмотренной трудовым соглашением заработной платы и премий, определяемых по результатам работы за период на основании ключевых показателей деятельности. Ключевые показатели деятельности и сумма вознаграждения утверждаются Советом директоров.

Вознаграждение, компенсации и премии выплачиваются членам Совета директоров Общества за выполнение ими своих обязанностей и за участие в заседаниях Совета директоров Общества по результатам работы за год.

Общая сумма вознаграждения членам Совета директоров и членам Правления Общества за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, составила 66 миллионов рублей (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года: 58 миллионов рублей).

Опционная программа Общества. В мае 2007 года Совет директоров одобрил Опционную программу Общества (далее по тексту – «Программа»), участниками которой являются члены Правления Общества и другие ключевые сотрудники Группы (далее по тексту – «участники Программы»).

Программа определяет порядок получения ее участниками права приобретения акций Общества по заранее установленной фиксированной цене начиная с даты заключения первого договора на предоставление опциона на приобретение акций, то есть с 3 сентября 2007 года.

В соответствии с Программой, с каждым из ее участников был подписан договор купли-продажи акций Общества, предусматривающий переход права собственности на акции и оплату этих акций участниками Программы по истечении трех лет с 3 сентября 2007 года (далее по тексту – «Договор»).

Участие в Программе, а также количество акций в Договоре каждого участника Программы утверждены решением Председателя Правления Общества.

Всего для целей осуществления Программы 3 сентября 2007 года было выделено 3 137 287 475 обыкновенных акций. Для наделения членов Правления Общества опционами была выделена 917 656 581 обыкновенная акция, оставшиеся акции предназначены для других ключевых сотрудников Группы. Обыкновенные акции для осуществления Программы выделены из собственных акций, выкупленных Группой в результате дополнительной эмиссии и переданных ООО «ЭЗОП» – компании, являющейся оператором Программы.

Количество акций, которое участники Программы могут выкупить в рамках Программы, рассчитывается пропорционально количеству дней, отработанных до их увольнения. В случае нарушения установленных положений трудового соглашения и увольнения участников Программы по инициативе Группы, они теряют право на приобретение акций.

Одним из условий Программы является внесение предоплаты за акции Общества членами Правления в размере 10 процентов и другими участниками Программы в размере 0,2 процента от суммы Договора.

В 2007 году Общество предоставило участникам Программы беспроцентные займы для осуществления предоплаты по Договорам. В соответствии с первоначальными условиями договора займа они должны были быть погашены до 31 марта 2011 года. В июне 2010 года дата погашения была продлена до 14 сентября 2012 года. По состоянию на 30 июня 2010 года задолженность по выданным займам составила 144 миллиона рублей (за вычетом дисконта в размере 36 миллионов рублей, эффективная процентная ставка – 11,8 процента). На 31 декабря 2009 года задолженность по выданным займам составила 161 миллион рублей (за вычетом дисконта в размере 19 миллионов рублей, эффективная процентная ставка – 11,8 процента).

11 февраля 2010 года Совет директоров Общества утвердил поправки к Программе, позволяющие участникам Программы принять решение о приобретении акций или отказе от их приобретения в течение двух лет с даты окончания Программы – 2 сентября 2010 года. Ранее участники Программы должны были принять данное решение не позднее одного месяца до 2 сентября 2010 года.

Продление срока исполнения опционов повлияло на справедливую стоимость выданных опционов. 11 февраля 2010 года Группа определила: (а) справедливую стоимость опционов с использованием действовавших условий и обстоятельств и (б) справедливую стоимость опционов с учетом

продленного срока исполнения. Разница, возникшая между вышеуказанными оценками справедливой стоимости относится к дополнительному вознаграждению работников. Данное вознаграждение работников относится на расходы в течение периода с 11 февраля 2010 года до даты прекращения действия условий Программы в сентябре 2010 года. Справедливая стоимость, признанная на дату выдачи опционов, продолжает амортизироваться с использованием первоначальных условий в течение периода, начиная с 3 сентября 2007 года и до даты окончания Программы в сентябре 2010 года.

Оценка справедливой стоимости услуг производилась на основе модели Блэка-Шоулза.

	Первоначальная стоимость на 3 сентября 2007 года	До внесения изменений на дату признания поправок	После внесения изменений на дату признания поправок
Цена акции (в рублях)	1,73	1,19	1,19
Цена исполнения (в рублях)	1,73	1,73	1,73
Ожидаемая волатильность рынка (%)	27,00	60,37	60,37
Срок опциона (в днях)	1 096	203	934
Безрисковая процентная ставка (%)	6,13	5,55	6,08
Справедливая стоимость опциона на дату оценки (в рублях)	**0,456**	**0,080**	**0,360**

Увеличение справедливой стоимости с 0,080 рублей до 0,360 рублей на дату принятия поправок к Программе объясняется увеличением ожидаемой волатильности с 27 процентов по состоянию на 3 сентября 2007 года до 60,37 процента по состоянию на 11 февраля 2010 года и продлением сроков исполнения опционов до двух лет. Для определения волатильности на 3 сентября 2007 года Группа использовала данные исторической волатильности акций аналогичных компаний, акции которых обращались на рынке ценных бумаг, на 11 февраля 2010 года – исторические цены на акции Общества, обращающиеся в Российской Торговой Системе за год, предшествующий дате поправок к Программе, за исключением двух недель после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС (Примечание 1) для исключения эффекта чрезвычайного происшествия.

Изменения в количестве опционов, предоставленных в рамках Программы, представлены ниже:

	Все опционы, предоставленные в рамках Программы	Распределены среди членов Правления
Количество опционов на 1 января 2010 года	**2 692 180 984**	**180 394 029**
Опционные договоры, заключенные за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	332 254	-
Изменение состава членов Правления	-	(7 843 219)
Опционы, по которым право на приобретение акций утрачено за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	(95 598 520)	-
Количество опционов на 30 июня 2010 года	**2 596 914 718**	**172 550 810**

Количество нераспределенных акций на 30 июня 2010 года составило 540 372 757 акций (31 декабря 2009 года: 445 106 491 акция), включая опционы, по которым право на приобретение акций утрачено.

Группа отразила расход, связанный со справедливой стоимостью опционов, в размере 685 миллионов рублей в составе статьи «Вознаграждения работникам» за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года: 143 миллиона рублей).

Примечание 6. Основные средства

Первоначальная стоимость	Производственные здания	Сооружения	Машины и оборудование	Незавершенное строительство	Прочее	Итого
Начальное сальдо на 31 декабря 2009 года	**41 766**	**202 943**	**95 319**	**105 592**	**4 049**	**449 669**
Поступления	34	-	58	21 234	127	21 453
Передача	712	275	2 303	(3 407)	117	-
Выбытия	(10)	(19)	(108)	(215)	(36)	(388)
Конечное сальдо на 30 июня 2010 года	**42 502**	**203 199**	**97 572**	**123 204**	**4 257**	**470 734**
Накопленный износ (в т.ч. обесценение)						
Начальное сальдо на 31 декабря 2009 года	**(5 541)**	**(29 333)**	**(16 406)**	**(37 914)**	**(877)**	**(90 071)**
Начислено за период	(384)	(1 688)	(3 358)	-	(227)	(5 657)
Передача	(87)	(84)	(76)	248	(1)	-
Выбытия	1	7	47	17	19	91
Конечное сальдо на 30 июня 2010 года	**(6 011)**	**(31 098)**	**(19 793)**	**(37 649)**	**(1 086)**	**(95 637)**
Остаточная стоимость на 30 июня 2010 года	**36 491**	**172 101**	**77 779**	**85 555**	**3 171**	**375 097**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	**36 225**	**173 610**	**78 913**	**67 678**	**3 172**	**359 598**

Первоначальная стоимость	Производственные здания	Сооружения	Машины и оборудование	Незавершенное строительство	Прочее	Итого
Начальное сальдо на 31 декабря 2008 года	**40 791**	**193 815**	**92 162**	**90 011**	**3 241**	**420 020**
Поступления	48	28	948	10 654	115	11 793
Передача	156	2 821	1 033	(4 086)	76	-
Выбытия	(3)	(4)	(173)	(146)	(73)	(399)
Конечное сальдо на 30 июня 2009 года	**40 992**	**196 660**	**93 970**	**96 433**	**3 359**	**431 414**
Накопленный износ (в т.ч. обесценение)						
Начальное сальдо на 31 декабря 2008 года	**(4 460)**	**(24 603)**	**(7 740)**	**(40 963)**	**(524)**	**(78 290)**
Начислено за период	(380)	(1 684)	(4 057)	-	(236)	(6 357)
Передача	(2)	(704)	(61)	789	(22)	-
Выбытия	1	1	79	36	28	145
Конечное сальдо на 30 июня 2009 года	**(4 841)**	**(26 990)**	**(11 779)**	**(40 138)**	**(754)**	**(84 502)**
Остаточная стоимость на 30 июня 2009 года	**36 151**	**169 670**	**82 191**	**56 295**	**2 605**	**346 912**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года	**36 331**	**169 212**	**84 422**	**49 048**	**2 717**	**341 730**

Объекты незавершенного строительства представляют собой балансовую стоимость основных средств, еще не введенных в эксплуатацию, включая строящиеся гидроэлектростанции, а также авансы, выплаченные строительным компаниям и поставщикам основных средств. На 30 июня 2010 года сумма таких авансов составила 15 705 миллионов рублей (31 декабря 2009 года: 11 777 миллионов рублей).

В мае 2010 года Общество приобрело 100 процентов акций ЗАО «Малая Дмитровка» за 2 055 миллионов рублей с оплатой денежными средствами. Основным активом приобретенного общества является офисное здание в Москве, находящееся на стадии строительства, стоимостью 3 213 миллионов рублей. Так как приобретенная компания не представляет собой отдельный бизнес, данная сделка была учтена как покупка актива.

Поступления в незавершенное строительство включают капитализированные затраты по займам в размере 19 миллионов рублей, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, ставка капитализации составила 15,13 процента (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года: ноль миллионов рублей).

Поступления в незавершенное строительство включают капитализированную амортизацию в размере 57 миллионов рублей (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года: 7 миллионов рублей).

К прочим основным средствам относятся транспортные средства, земельные участки, компьютерное оборудование, офисная мебель и прочее оборудование.

По состоянию на 30 июня 2010 года руководство Группы оценило текущую экономическую ситуацию, в которой работает Группа, в целях обнаружения индикаторов обесценения активов или того, что убыток от обесценения, признанный в предыдущие периоды, более не существует или сократился, и приняло решение, что такие индикаторы отсутствуют.

Арендованные основные средства. Группа арендует основные средства на основании договоров финансовой аренды. По окончании срока действия каждого договора аренды у Группы есть право приобрести оборудование по льготной цене. На 30 июня 2010 года остаточная стоимость арендуемых основных средств составила 5 333 миллиона рублей (31 декабря 2009 года: 5 781 миллион рублей). Арендуемое оборудование выступает в качестве обеспечения выполнения обязательств по аренде.

Операционная аренда. Группа арендует земельные участки и производственные здания на условиях операционной аренды. Арендная плата определяется на основании заключенных договоров. Будущие совокупные минимальные арендные платежи по договорам неаннулируемой операционной аренды составляют:

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Менее одного года	1 142	997
От одного года до пяти лет	2 823	2 874
Свыше пяти лет	13 504	11 559
Итого операционная аренда	**17 469**	**15 430**

Группа арендует земельные участки, на которых находятся гидроэлектростанции и другие основные средства. Как правило, первоначальный срок договоров аренды составляет 5 – 49 лет с правом продления договора после истечения срока его действия. Арендная плата подлежит пересмотру на регулярной основе в соответствии с рыночными нормами арендных платежей.

Примечание 7. Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи

ООО «Индекс энергетики – ГидроОГК» владеет акциями различных энергетических компаний, которые в данной консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации классифицированы как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи.

Справедливая стоимость финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, была рассчитана на основе опубликованных рыночных котировок.

Доход от изменения стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, составил 794 миллиона рублей за вычетом налогов (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года: 2 428 миллионов рублей за вычетом налогов) и был отражен в составе прочего совокупного дохода.

Примечание 8. Прочие внеоборотные активы

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Долгосрочные векселя и депозиты (за вычетом дисконта в размере 6 051 миллион рублей, эффективная ставка 10,50% – 15,98%, срок погашения с 2011 по 2024 годы по состоянию на 30 июня 2010 года и 3 889 миллионов рублей, эффективная ставка 10,50% – 15,98%, срок погашения с 2010 по 2014 годы по состоянию на 31 декабря 2009 года)	25 200	16 571
НДС к возмещению	3 878	3 065
Долгосрочные займы выданные (за вычетом дисконта в размере 84 миллиона рублей по состоянию на 30 июня 2010 года и 87 миллионов рублей по состоянию на 31 декабря 2009 года)	223	229
Прочие внеоборотные активы (за вычетом резерва под обесценение дебиторской задолженности в размере ноль миллионов рублей по состоянию на 30 июня 2010 года и 243 миллиона рублей по состоянию на 31 декабря 2009 года)	3 494	3 416
Итого прочие внеоборотные активы	**32 795**	**23 281**

Группа совместно с Группой «РУСАЛ» реализует два инвестиционных проекта: по строительству Богучанской ГЭС и Богучанского алюминиевого завода (далее по тексту – «Проект БЭМО») (Примечание 23). Проект БЭМО финансируется за счет приобретения беспроцентных векселей ОАО «Богучанская ГЭС» и ЗАО «Богучанский алюминиевый завод». По состоянию на 30 июня 2010 года по строке «Долгосрочные векселя и депозиты» по амортизированной стоимости отражены непогашенные векселя ОАО «Богучанская ГЭС» и ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» в размере 13 584 миллиона рублей и 3 888 миллионов рублей (31 декабря 2009 года: 8 408 миллионов рублей и 1 184 миллиона рублей) за вычетом дисконта в размере 4 463 миллиона рублей и 1 277 миллионов рублей соответственно (31 декабря 2009 года: 3 409 миллионов рублей и 480 миллионов рублей).

В декабре 2009 года векселя ООО «ФК «Открытие» были обменены на простые процентные векселя ООО «Энерго-Финанс» со ставкой 13 процентов годовых, подлежащие оплате не ранее 12 декабря 2014 года, обеспеченные гарантией Rusenergo Fund Limited, на общую сумму 6 899 миллионов рублей в соответствии с контрактом с Socerento Limited. Амортизированная стоимость векселей ООО «Энерго-Финанс», включая начисленные проценты, составила 7 282 миллиона рублей по состоянию на 30 июня 2010 года (31 декабря 2009 года: 6 899 миллионов рублей).

Примечание 9. Денежные средства и их эквиваленты

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Денежные средства на банковских счетах и в кассе	13 416	8 748
Эквиваленты денежных средств (процентная ставка 1,90% – 10,00%)	14 088	43 695
Итого денежные средства и их эквиваленты	**27 504**	**52 443**

Эквиваленты денежных средств по состоянию на 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года включали средства на краткосрочных банковских депозитах с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

По состоянию на 30 июня 2010 года рублевый эквивалент остатка денежных средств на валютных счетах в долларах США составил 157 миллионов рублей (31 декабря 2009 года: 320 миллионов рублей). По состоянию на 30 июня 2010 года рублевый эквивалент остатка денежных средств на валютных счетах в евро составил 1 011 миллионов рублей (31 декабря 2009 года: 1 258 миллионов рублей).

По состоянию на 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года денежные средства и их эквиваленты в основном размещены в ОАО «Сбербанк России», ЗАО «ВТБ24» и ОАО «Газпромбанк».

Причиной снижения величины эквивалентов денежных средств по состоянию на 30 июня 2010 года по сравнению с 31 декабря 2009 года послужило размещение денежных средств на депозитах со сроком погашения более трех месяцев, классифицированных как прочие оборотные активы (Примечание 11).

Примечание 10. Дебиторская задолженность и авансы выданные

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков (за вычетом резерва под обесценение дебиторской задолженности в размере 6 731 миллион рублей на 30 июня 2010 года и 6 652 миллиона рублей на 31 декабря 2009 года)	22 905	15 880
НДС к возмещению	5 617	5 167
Авансовые платежи по налогу на прибыль	3 460	2 185
Авансы, выданные поставщикам и подрядчикам (за вычетом резерва под обесценение дебиторской задолженности в размере 218 миллионов рублей на 30 июня 2010 года и 173 миллиона рублей на 31 декабря 2009 года)	1 482	1 144
Векселя	412	383
Прочая дебиторская задолженность (за вычетом резерва под обесценение дебиторской задолженности в размере 358 миллионов рублей на 30 июня 2010 года и 529 миллионов рублей на 31 декабря 2009 года)	4 723	8 618
Итого дебиторская задолженность и авансы выданные	**38 599**	**33 377**

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, Группа получала страховые выплаты от ОАО «СК «РОСНО» в связи с аварией на Саяно-Шушенской ГЭС (Примечание 1). По состоянию на 30 июня 2010 года задолженность по страховым возмещениям от ОАО «СК «РОСНО» была включена в прочую дебиторскую задолженность и составила 2 171 миллион рублей (31 декабря 2009 года: 6 046 миллионов рублей). Окончательный расчет с ОАО «СК «РОСНО» был произведен в июле 2010 года.

Группа не имеет дебиторской задолженности, переданной в залог или используемой в качестве иного обеспечения.

Примечание 11. Прочие оборотные активы

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Векселя и депозиты	22 504	11 560
Прочие краткосрочные инвестиции	31	6
Итого прочие оборотные активы	**22 535**	**11 566**

Векселя и депозиты	Эффективная процентная ставка	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Векселя			
ОАО «Банк ВТБ»	7,00% – 11,00%	1 059	6 408
ОАО «СО ЕЭС»	8,80%	705	615
Прочие векселя	10,00% – 17,00%	249	40
Депозиты			
ОАО «Сбербанк России»	3,50% – 8,00%	8 904	288
ОАО «Газпромбанк»	1,15% – 4,33%	3 247	-
ОАО «Банк ВТБ»	5,24%	2 900	-
ОАО «КИТ Финанс»	7,75%	2 517	2 517
ОАО «Гута-Банк»	9,00% – 10,00%	800	400
ОАО «Азиатско-Тихоокеанский Банк»	6,20%	500	-
ОАО «ИнтрастБанк»	9,50% – 13,00%	400	400
ЗАО «Международный промышленный банк»	9,00%	321	-
ОАО «Банк Народный Кредит»	10,50% – 11,00%	300	300
Прочие депозиты	7,00% – 14,90%	602	592
Итого векселя и депозиты		**22 504**	**11 560**

Примечание 12. Активы, предназначенные для продажи

13 ноября 2009 года Совет директоров Общества утвердил дополнительный выпуск 38 000 000 000 акций ОАО «ОГК-1» в пользу ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС». В декабре 2009 года решение о дополнительном выпуске было одобрено Общим собранием акционеров ОАО «ОГК-1». Ожидается, что в результате дополнительного выпуска доля Группы в уставном капитале ОАО «ОГК-1» сократится с 22,69 процента до 12,26 процента.

Начиная с 1 января 2010 года Группа применила изменения к МСФО (IFRS) 5 в отношении зависимой компании ОАО «ОГК-1» по аналогии (Примечание 2).

Доля Группы в уставном капитале ОАО «ОГК-1» переоценивается по рыночной стоимости на каждую отчетную дату. Данная оценка не должна превышать балансовую стоимость инвестиции в ОАО «ОГК-1» в размере 11 737 миллионов рублей. Руководство Общества не может предсказать финансовые последствия разводнения доли.

По состоянию на 30 июня 2010 года оценка 22,69 процента акций ОАО «ОГК-1» составляла 11 265 миллионов рублей. Чистый убыток, признанный за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, составил 472 миллиона рублей.

Примечание 13. Капитал

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Количество выпущенных обыкновенных акций	269 695 430 802	269 695 430 802
Номинальная стоимость (в рублях)	1,00	1,00

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, Общество не осуществляло дополнительных выпусков акций.

	30 июня 2009 года	31 декабря 2008 года
Количество выпущенных обыкновенных акций	255 014 018 667	245 014 059 191
Номинальная стоимость (в рублях)	1,00	1,00

17 ноября 2008 года на внеочередном Общем собрании акционеров Общества были одобрены два выпуска обыкновенных акций в количестве 10 000 000 000 и 16 000 000 000 акций, номинальной стоимостью 1,00 рубль каждая, по открытой подписке, подлежащих оплате денежными средствами.

2 декабря 2008 года выпуск в количестве 10 000 000 000 обыкновенных акций был зарегистрирован

Федеральной службой по финансовым рынкам РФ (далее по тексту – «ФСФР»). Из общего предложения в 10 000 000 000 обыкновенных акций Общество разместило 9 999 959 476 обыкновенных акций номинальной стоимостью 1,00 рубль за акцию в пользу Российской Федерации. Отчет о выпуске акций был зарегистрирован ФСФР 19 марта 2009 года.

14 мая 2009 года выпуск в количестве 16 000 000 000 обыкновенных акций был зарегистрирован ФСФР. Из общего предложения в 16 000 000 000 обыкновенных акций Общество разместило 14 681 412 135 обыкновенных акций номинальной стоимостью 1,00 рубль за акцию. Отчет о выпуске акций был зарегистрирован ФСФР 24 сентября 2009 года.

Собственные выкупленные акции. Собственные выкупленные акции на 30 июня 2010 года и на 31 декабря 2009 года составили 9 882 055 227 обыкновенных акций в размере 12 172 миллиона рублей (3 137 287 475 обыкновенных акций в размере 5 428 миллионов рублей были распределены в рамках Опционной программы Общества (Примечание 5)).

Данные обыкновенные акции обладают таким же правом голоса, что и прочие обыкновенные акции. Права голоса по собственным выкупленным акциям Общества, находящимся у его дочерних обществ, контролируются руководством Группы.

Влияние изменения неконтролирующей доли участия. В 2009 году ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС», дочернее общество Группы, выпустило дополнительно 4 995 810 158 обыкновенных акций номинальной стоимостью 1,00 рубль за акцию. 3 240 737 749 акций были выкуплены Российской Федерацией в лице Федерального агентства по энергетике и оплачены денежными средствами. Оставшиеся 1 755 072 409 акций были выкуплены Группой с оплатой как денежными средствами, так и в форме вклада основными средствами. В результате этих операций доля Группы в ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС» уменьшилась с 51,86 процента по состоянию на 31 декабря 2008 года до 48,75 процента. Балансовая стоимость неконтролирующей доли участия была скорректирована с учетом изменений, произошедших в доле Группы в ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС». Группа признала в составе нераспределенной прибыли в капитале разницу между справедливой стоимостью доли, оплаченной Российской Федерацией, и суммой корректировки текущей стоимости неконтролирующей доли участия.

Резерв, связанный с присоединением. В результате применения метода учета предшественника в 2009 году и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, разница между ценой (включая номинальную стоимость выпущенных акций) и стоимостью приобретенных или внесенных активов по МСФО и неконтролирующей долей участия составила 85 370 миллионов рублей на 30 июня 2010 года (31 декабря 2009 года: 77 070 миллионов рублей) и была отражена как резерв, связанный с присоединением, в составе капитала.

Дивиденды. В соответствии с законодательством Российской Федерации, Группа распределяет прибыль в виде дивидендов на основании бухгалтерской отчетности по РСБУ. Общество не объявляло и не выплачивало дивиденды за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года. Дочерние общества Группы объявили дивиденды в отношении акционеров с неконтролирующей долей участия в размере 95 миллионов рублей за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года: 233 миллиона рублей).

Примечание 14. Долгосрочные и краткосрочные заемные средства

Долгосрочные заемные средства

	Валюта	Эффективная процентная ставка	Срок погашения	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Выпуск облигаций (ОАО «УК ГидроОГК»)	Рубли	8,10%	2011	5 000	5 000
ЕБРР (транш 1)	Рубли	MOSPRIME+3,65%	2020	1 951	2 045
ЕБРР (транш 2)	Рубли	MOSPRIME+2,75%	2014	765	850
ЕБРР (транш 3)	Рубли	MOSPRIME+3,05%	2016	2 925	3 150
Morgan Stanley Bank International Ltd	Рубли	8,75%	2013	3 000	3 000
CF Structured Products B.V.	Доллары США	10,50%	2013	1 872	1 815
Morgan Stanley Bank International Ltd	Рубли	MOSPRIME+1,50%	2014	1 500	1 500
Органы муниципальной власти Камчатского Края	Доллары США	8,57%	2035	1 375	1 282
Прочие долгосрочные заемные средства	Рубли	-	-	274	268
Долгосрочные производные финансовые инструменты – процентные свопы	Рубли	-	-	20	-
Обязательства по финансовой аренде	Рубли	11,10% – 20,00%	-	1 893	2 270
Итого				**20 575**	**21 180**
За вычетом краткосрочной части обязательств по финансовой аренде				(849)	(955)
За вычетом краткосрочной части долгосрочных заемных средств				(861)	(858)
Итого долгосрочные заемные средства				**18 865**	**19 367**

Краткосрочные заемные средства

	Валюта	Эффективная процентная ставка	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
ОАО «Альфа-Банк»	Рубли	5,00% – 9,20%	940	600
ОАО «Банк ВТБ»	Рубли	4,80% – 5,50%	900	1 280
Краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде	Рубли	11,10% – 20,00%	849	955
Краткосрочная часть долгосрочных заемных средств	Рубли	-	861	858
Проценты к уплате	Рубли	-	383	456
ОАО «Сбербанк России»	Рубли	9,48% – 11,45%	300	127
ОАО «Номос-Банк»	Рубли	10,50% – 12,00%	210	355
Краткосрочные производные финансовые инструменты – процентные свопы	Рубли	-	40	285
Прочие краткосрочные заемные средства	Рубли	-	245	156
Итого краткосрочные заемные средства и краткосрочная часть долгосрочных заемных средств			**4 728**	**5 072**

Поступления денежных средств по краткосрочным заемным средствам и отток денежных средств на погашение краткосрочных заемных средств в отчете о движении денежных средств показываются свернуто в том случае, когда оборачиваемость высока, объемы значительны и сроки погашения данных заемных средств не превышают трех месяцев.

По состоянию на 30 июня 2010 года и на 31 декабря 2009 года Группа соблюдала все ограничительные условия кредитных договоров.

Заемные средства по срокам погашения

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
От одного года до двух лет	5 549	5 949
От двух до трех лет	1 046	1 058
От трех до четырех лет	5 721	5 677
От четырех до пяти лет	2 370	2 374
Более пяти лет	3 135	2 994
Итого	**17 821**	**18 052**

Эффективная процентная ставка. Эффективная процентная ставка представляет собой рыночную ставку на дату предоставления займов с фиксированной ставкой и текущую рыночную ставку для займов с плавающей ставкой.

Обязательства по финансовой аренде. Минимальные арендные платежи по договорам финансовой аренды и их дисконтированная стоимость представлены в таблице ниже:

	К уплате по истечении 1 года	К уплате в период от 2 до 5 лет	К уплате по истечении 5 лет	Итого
Минимальные арендные платежи на 30 июня 2010 года	**1 039**	**1 767**	**18**	**2 824**
За вычетом будущих процентов по финансовой аренде	(190)	(735)	(6)	(931)
Дисконтированная стоимость минимальных арендных платежей на 30 июня 2010 года	**849**	**1 032**	**12**	**1 893**
Минимальные арендные платежи на 31 декабря 2009 года	**1 160**	**2 209**	**42**	**3 411**
За вычетом будущих процентов по финансовой аренде	(205)	(911)	(25)	(1 141)
Дисконтированная стоимость минимальных арендных платежей на 31 декабря 2009 года	**955**	**1 298**	**17**	**2 270**

Примечание 15. Прочие долгосрочные обязательства

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Обязательства по пенсионному обеспечению	1 887	1 762
Прочие долгосрочные обязательства	1 254	1 195
Итого прочие долгосрочные обязательства	**3 141**	**2 957**

Примечание 16. Кредиторская задолженность и начисления

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	17 857	17 549
Кредиторская задолженность по выпущенным акциям	8 933	4 330
Авансы полученные	7 040	8 660
Задолженность перед персоналом	1 338	1 219
Дивиденды к уплате	130	35
Производные финансовые инструменты	-	1 164
Прочая кредиторская задолженность	4 690	3 525
Итого кредиторская задолженность и начисления	**39 988**	**36 482**

По состоянию на 30 июня 2010 года было отражено обязательство Общества в отношении дополнительной эмиссии акций, одобренной на внеочередном Общем собрании акционеров Общества 10 июня 2009 года, в размере 19 000 000 000 обыкновенных акций, стоимостью 8 933 миллиона рублей, которое включает обязательство в размере 5 173 миллиона рублей (31 декабря 2009 года:

4 330 миллионов рублей) перед Российской Федерацией в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом и 3 760 миллионов рублей (31 декабря 2009 года: ноль миллионов рублей) прочим держателям акций. По состоянию на 30 июня 2010 года итоги выпуска акций не были зарегистрированы ФСФР (Примечание 25). Общая величина средств, полученных от держателей акций в отношении дополнительных выпусков акций за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, составила 4 603 миллиона рублей (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года: 11 129 миллионов рублей). Оплаченные, но не выпущенные акции не приводят к существенному разводнению базовой средневзвешенной прибыли на акцию в соответствующих отчетных периодах.

По состоянию на 30 июня 2010 года основная часть прочей кредиторской задолженности относится к целевому финансированию, полученному от Российской Федерации в лице Федерального агентства по энергетике, в размере 2 402 миллиона рублей (31 декабря 2009 года: 1 590 миллионов рублей) в обмен на долю в акционерном капитале ОАО «Усть-Среднеканская ГЭС». В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, были получены дополнительные платежи от Российской Федерации в размере 812 миллионов рублей (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года: 791 миллион рублей).

Примечание 17. Кредиторская задолженность по прочим налогам

	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
НДС	3 792	2 468
Налог на имущество	1 367	1 326
Страховые взносы (2009 год: единый социальный налог)	463	348
Прочие налоги	243	301
Итого кредиторская задолженность по прочим налогам	**5 865**	**4 443**

Примечание 18. Доходы от текущей деятельности

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Продажа электроэнергии	176 965	140 156
Продажа мощности	25 188	25 948
Прочая выручка	2 825	2 731
Итого доходы от текущей деятельности	**204 978**	**168 835**

Прочая выручка включает выручку от оказания услуг по строительству, ремонту и прочих услуг.

Продажа электроэнергии осуществляется Группой как на розничном рынке электроэнергии по договорам энергоснабжения конечных потребителей в соответствии с тарифами, утвержденными РЭК, так и на оптовом рынке электроэнергии и мощности (далее по тексту – «ОРЭМ») по регулируемым договорам с заранее определенными объемами и тарифами, утвержденными ФСТ.

Электроэнергия и мощность продаются напрямую торговым компаниям и крупным промышленным потребителям. Некоторые операции на ОРЭМ осуществляются в рамках договоров комиссии, заключенных с ЗАО «Центр финансовых расчетов» (далее по тексту – «ЦФР») (рынок «на сутки вперед» и балансирующий рынок (Примечание 1)). ЦФР является организацией, отвечающей за обеспечение и своевременность финансовых расчетов по всем договорам, в рамках которых осуществляются операции между участниками ОРЭМ. Основной задачей ЦФР является предоставление комплексных услуг по расчету дебиторской задолженности и обязательств участников ОРЭМ, а также по осуществлению финансовых расчетов между ними.

Фактическими контрагентами в сделках на ОРЭМ, совершаемых через ЦФР, который выступает в качестве комиссионера, могут выступать различные торговые компании, промышленные потребители или генерирующие компании (которые закупают электроэнергию и мощность для обеспечения своих собственных поставок в регулируемом секторе). В качестве контрагентов в том числе выступают предприятия, находящиеся под контролем государства. Существующая сегодня система финансовых

расчетов ЦФР не позволяет конечным контрагентам получать в автоматическом режиме информацию об операциях / остатках по расчетам участников ОРЭМ. Система финансовых расчетов ЦФР в достаточной степени автоматизирована и не позволяют корректировать потоки входящих и исходящих данных, а операции по расчетам не требуют участия оператора. В результате расшифровать остатки по расчетам в разрезе непосредственных потребителей электроэнергии и мощности, поставляемой Группой, не представляется возможным.

Ниже представлены основные остатки по расчетам Группы с ЦФР:

	Примечание	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Дебиторская задолженность и авансы выданные	10	1 519	1 556
Кредиторская задолженность и начисления	16	2 745	1 867

Ниже представлены основные операции между Группой и ЦФР:

	Примечание	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Продажа электроэнергии и мощности		18 369	11 128
Покупная электроэнергия и мощность	19	39 710	17 791

Примечание 19. Расходы по текущей деятельности

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Покупная электроэнергия и мощность	89 137	71 084
Расходы на распределение электроэнергии	61 433	50 572
Вознаграждения работникам (в том числе налоги, расходы по Опционной программе и пенсионному обеспечению)	7 773	6 508
Услуги сторонних организаций включая:		
Услуги ОАО «СО ЕЭС», НП «Совет рынка», ЦФР	1 095	1 071
Ремонт и техническое обслуживание	814	881
Расходы на аренду	642	612
Услуги субподрядчиков	541	370
Расходы на консультационные, юридические и информационные услуги	461	618
Расходы на охрану	401	350
Расходы на агентское вознаграждение	324	168
Расходы на страхование	305	318
Транспортные расходы	196	252
Прочие услуги сторонних организаций	1 294	1 023
Амортизация основных средств	5 600	6 350
Налоги, кроме налога на прибыль	2 982	2 737
Прочие материалы	1 017	732
Расходы на социальную сферу	518	316
Расходы на водопользование	371	488
Убыток от выбытия основных средств, нетто	183	21
Начисление / (восстановление) убытка от обесценения дебиторской задолженности	115	(570)
Прочие расходы	525	420
Итого расходы по текущей деятельности	**175 727**	**144 321**

Примечание 20. Финансовые (расходы) / доходы

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Процентные доходы	1 347	1 986
Доходы от дисконтирования	718	702
Расходы по дисконтированию	(1 184)	(243)
Процентные расходы	(1 027)	(1 653)
Расходы по финансовой аренде	(193)	(422)
Курсовые разницы, убыток	(120)	(114)
Убыток по производным финансовым инструментам	(96)	(205)
(Расход) / доход от выбытия финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи	(59)	129
Итого финансовые (расходы) / доходы	**(614)**	**180**

Примечание 21. Налог на прибыль

Расходы по налогу на прибыль признаны на основании наиболее достоверной оценки руководством средневзвешенной ожидаемой налоговой ставки за полный финансовый год. Оценочная среднегодовая эффективная ставка налога на прибыль, примененная за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, составила 23 процента (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года: 21 процент).

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Текущий налог на прибыль	7 862	5 589
Доходы по отложенному налогу на прибыль	(1 493)	(285)
Итого расходы по налогу на прибыль	**6 369**	**5 304**

В соответствии с российским налоговым законодательством налоговые убытки и текущие суммы переплаты по налогу на прибыль одних компаний Группы не могут быть зачтены против текущих задолженностей по налогу на прибыль и налогооблагаемой прибыли других компаний Группы, и, соответственно, налоги могут быть начислены, даже если имеет место чистый консолидированный налоговый убыток.

Группа не имела существенных непризнанных отложенных налоговых обязательств по налогу на прибыль в отношении налогооблагаемых разниц, связанных с финансовыми вложениями в дочерние общества и совместно контролируемые предприятия на 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года.

Примечание 22. Прибыль на акцию

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года
Средневзвешенное количество обыкновенных выпущенных акций (тысяч штук)	259 813 376	244 822 589
Чистая прибыль, причитающаяся акционерам Общества	19 340	18 472
Средневзвешенная прибыль на акцию – базовая и разводненная* (в рублях)	**0,074**	**0,075**

* Опционная программа Общества (Примечание 5) не приводит к разводнению базовой средневзвешенной прибыли на акцию в соответствующих отчетных периодах.

Примечание 23. Договорные обязательства

Обязательства в социальной сфере. Группа вносит свой вклад в техническое обслуживание и поддержание местной инфраструктуры и улучшение благосостояния работников, занятых на

производстве. В частности, Группа участвует в развитии и содержании жилищного фонда, лечебно-оздоровительных учреждений, транспортных служб и удовлетворении других социальных нужд в тех регионах, в которых она осуществляет свою хозяйственную деятельность.

Обязательства по капитальным затратам. В мае 2006 года Общество и Группа «РУСАЛ» заключили договор о совместном финансировании, строительстве и эксплуатации Богучанской ГЭС установленной мощностью 2 997 МВт и Богучанского алюминиевого завода производительностью 597 тысяч тонн алюминия в год. В соответствии с партнерским соглашением Общество и Группа «РУСАЛ» обязались финансировать строительство на паритетных условиях.

В соответствии с утвержденным графиком осуществления капитальных вложений по проекту достройки Богучанской ГЭС ввод мощности будет осуществляться поэтапно: три гидроагрегата (999 МВт) – в четвертом квартале 2011 года, четыре гидроагрегата (1 332 МВт) – в 2012 году, два гидроагрегата (666 МВт) – в 2013 году.

Ожидается, что Богучанская ГЭС будет обеспечивать электроэнергией как Богучанский алюминиевый завод, так и других потребителей Сибири, и сможет покрыть дефицит электроэнергии Сибири в зимнее время в периоды пиковой нагрузки.

Общая сумма инвестиций в данный проект в 2010 – 2014 годах в соответствии с утвержденной инвестиционной программой Общества составит 113 857 миллионов рублей. По результатам шести месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, Общество и Группа «РУСАЛ» профинансировали проект на 22 275 миллионов рублей, в том числе Группа – на 11 821 миллион рублей.

На 30 июня 2010 года прочие предстоящие капитальные затраты в соответствии с контрактными обязательствами составили 67 335 миллионов рублей (31 декабря 2009 года: 64 983 миллиона рублей). На 30 июня 2010 года предстоящие капитальные затраты в соответствии с контрактными обязательствами в основном относились к следующим гидроэлектростанциям: Загорской ГАЭС-2 в размере 40 678 миллионов рублей, в связи со строительством электростанции; Саяно-Шушенской ГЭС в размере 9 044 миллиона рублей, в связи с программой восстановления электростанции; Волжской ГЭС в размере 2 739 миллионов рублей, в связи с реконструкцией оборудования.

Примечание 24. Условные обязательства

Политическая обстановка. Хозяйственная деятельность и получаемая обществами Группы прибыль периодически в различной степени подвергаются влиянию политических, законодательных, финансовых и административных изменений, включая изменения норм охраны окружающей среды, имеющих место в Российской Федерации.

Страхование. Группа страхует некоторые активы, операции, гражданскую ответственность и прочие страхуемые риски. Соответственно, Группа может быть подвержена тем рискам, в отношении которых страхование не осуществляется.

Судебные разбирательства. Общества Группы выступают одной из сторон в ряде судебных разбирательств, возникающих в ходе хозяйственной деятельности. По мнению руководства, среди существующих в настоящее время претензий или исков нет таких, которые после вынесения по ним окончательных решений, могли бы оказать существенное негативное влияние на финансовое состояние Группы.

Условные обязательства по уплате налогов. Российское налоговое, валютное и таможенное законодательство допускает различные толкования и подвержено частым изменениям. Интерпретация руководством Группы данного законодательства применительно к операциям и деятельности Группы может быть оспорена соответствующими региональными или федеральными органами власти, в частности, в отношении порядка учета для целей налогообложения отдельных доходов и расходов Группы и правомерности принятия к вычету НДС, предъявленного поставщиками и подрядчиками. Налоговые органы могут занять более жесткую позицию при интерпретации законодательства и проверке налоговых расчетов. Как следствие, могут быть начислены значительные дополнительные налоги, пени и штрафы. Налоговые проверки могут охватывать три календарных года деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных условиях проверке могут быть подвергнуты и более ранние периоды.

Ввиду того, что налоговое и иное законодательство полностью не покрывает всех вопросов реорганизации Группы, не исключено возникновение ряда правовых и налоговых рисков.

По мнению руководства, по состоянию на 30 июня 2010 года соответствующие положения законодательства интерпретированы им корректно, и состояние Группы с точки зрения налогового, валютного и таможенного законодательства является стабильным. В случаях, когда руководство полагает, что состояние, возможно, не является стабильным, в данной консолидированной промежуточной сокращенной финансовой информации начислена соответствующая сумма обязательств.

Охрана окружающей среды. Компании Группы и предприятия, правопреемниками которых они являются, в течение многих лет осуществляли деятельность в области электроэнергетики в Российской Федерации. Законодательство об охране окружающей среды в Российской Федерации находится на стадии развития, государственные органы постоянно пересматривают свои позиции по вопросам правоприменения. Общества Группы периодически оценивают свои обязательства по охране окружающей среды.

Потенциальные обязательства могут возникнуть в результате изменения требований действующего законодательства и нормативных актов, а также в результате гражданско-правовых исков. Влияние таких изменений невозможно оценить, но оно может оказаться существенным. В условиях действующей правоприменительной практики руководство Группы полагает, что у Группы нет значительных обязательств, связанных с загрязнением окружающей среды.

Гарантии. Группа предоставила кредиторам следующие гарантии:

Название контрагента	Должник	Характер взаимоотношений	30 июня 2010 года	31 декабря 2009 года
Areva T&D S. A.	ЗАО «Богучанский алюминиевый завод»	Совместное предприятие	737	1 054
Solios Environnement S. A.	ЗАО «Богучанский алюминиевый завод»	Совместное предприятие	627	712
CJSC Commerzbank (Eurasia)	ЗАО «Богучанский алюминиевый завод»	Совместное предприятие	163	185
ОАО «Газпромбанк»	Физические лица	Третья сторона	13	-
Societe des Technologies de l'Aluminium du Saguenay Inc.	ЗАО «Богучанский алюминиевый завод»	Совместное предприятие	6	20
Brochot S. A.	ЗАО «Богучанский алюминиевый завод»	Совместное предприятие	3	11
Barclays Bank PLC	ЗАО «Богучанский алюминиевый завод»	Совместное предприятие	-	7 864
Итого гарантии			**1 549**	**9 846**

В марте 2007 года Общество предоставило гарантию в отношении половины суммы займа в 520 миллионов долларов США, полученного ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» для финансирования проекта БЭМО. Привлеченные заемные средства использовались для строительства Богучанского алюминиевого завода и завершения строительства Богучанской ГЭС. Действие гарантии было прекращено в результате погашения ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» займа и начисленных процентов 15 марта 2010 года.

Остальные гарантии, выданные за ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» были предоставлены поставщикам под поставки оборудования для совместно контролируемого предприятия.

Примечание 25. События после отчетной даты

Привлечение заемных средств. 29 июля 2010 года Совет директоров Общества одобрил привлечение Обществом займа на сумму 20 000 миллионов рублей путем размещения сертификатов долевого участия в займе (Loan Participation Notes), которые 28 октября 2010 года были выпущены компанией специального назначения (RusHydro Finance Ltd) к погашению через пять лет и ставкой купонного дохода 7,875 процентов годовых.

Учреждение новых дочерних обществ. 1 августа 2010 года Совет директоров Общества одобрил учреждение дочернего общества RusHydro International Ltd – компании с ответственностью, ограниченной акционерным капиталом, учрежденной в соответствии с законодательством Нидерландов. Уставный капитал RusHydro International Ltd разделен на 1 000 000 акций, номинальной стоимостью 1 евро каждая.

31 августа 2010 года Совет директоров Общества одобрил учреждение дочернего общества ОАО «Малые ГЭС Алтая». Уставный капитал ОАО «Малые ГЭС Алтая» разделен на 500 000 акций, номинальной стоимостью 1 рубль каждая.

Договор доверительного управления с ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС». 12 августа 2010 года дочернее общество Группы – ОАО «ЭСК РусГидро» – подписало договор доверительного управления с ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», согласно которому ОАО «ЭСК РусГидро» передает ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» акции следующих обществ: ОАО «Петербургская сбытовая компания», ОАО «Мосэнергосбыт», ОАО «Алтайэнергосбыт», ОАО «Тамбовская энергосбытовая компания», ОАО «Саратовэнерго» и ОАО «Объединенная энергосбытовая компания». Данная передача не привела к прекращению прав Группы на владение акциями.

Восстановление Саяно-Шушенской ГЭС. В августе 2010 года был запущен гидроагрегат ГА-4 установленной мощностью 640 МВт. Таким образом, суммарная установленная мощность Саяно-Шушенской ГЭС достигла 1 920 МВт (Примечание 1).

Программа АДР. Начиная с 30 августа 2010 года АДР были выведены на торговую площадку внебиржевого рынка США высшего уровня OTCQX.

Схема финансирования проекта БЭМО. 10 сентября 2010 года Совет директоров Общества одобрил схему финансирования проекта БЭМО (Примечание 8) на общую сумму 50 010 миллионов рублей путем заключения ОАО «Богучанская ГЭС» и ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» кредитных договоров с ГК «Внешэкономбанк» на следующих существенных условиях:

ОАО «Богучанская ГЭС» привлекает кредит в размере 28 100 миллионов рублей со сроком погашения до 20 декабря 2026 года и фиксированной процентной ставкой в период до 30 июня 2012 года, равной ставке рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, действующей на дату заключения кредитного соглашения плюс не более двух процентов годовых; с 30 июня 2012 года – с плавающей процентной ставкой, равной ставке рефинансирования Центрального банка Российской Федерации плюс не более двух процентов годовых. Ставка устанавливается с 30 июня 2012 года и подлежит изменению автоматически в даты изменения ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации на величину такого изменения, но не может быть ниже 9,5 процентов годовых.

В отношении данного кредита Общество планирует предоставить ГК «Внешэкономбанк» гарантию в размере 28 100 миллионов рублей.

В рамках кредитного соглашения Общество берет на себя обязательство заключить с ОАО «Богучанская ГЭС» договоры аренды оборудования со ставками аренды, обеспечивающими поддержание ОАО «Богучанская ГЭС» коэффициента обслуживания долга на уровне не менее чем 1,25. Коэффициент обслуживания долга представляет собой отношение суммы поступления денежных средств от текущей деятельности и использования денежных средств на инвестиционную деятельность к сумме платежей на погашение основной суммы долга, по уплате процентов, комиссий по заемным средствам и по выплате дивидендов.

Обеспечением по кредиту является залог движимого и недвижимого имущества ОАО «Богучанская ГЭС», залог прав аренды земельных участков или залог земельных участков (в случае нахождения их в собственности) с распространением ипотеки на расположенные и строящиеся на них здания и сооружения, а также залог прав (требований) на получение выручки по договорам аренды генерирующего оборудования, заключаемым ОАО «Богучанская ГЭС» с Обществом.

Также в качестве обеспечения по кредиту Группа совместно с Группой «РУСАЛ» предоставляют в залог 93,72 процента акций ОАО «Богучанская ГЭС», 100 процентов акций ЗАО «Организатор строительства Богучанской ГЭС», 100 процентов акций ЗАО «Заказчик строительства Богучанской ГЭС», а также векселя ОАО «Богучанская ГЭС» (Примечание 8). Векселя ОАО «Богучанская ГЭС» будут обменены на новые с датой погашения не ранее 31 декабря 2029 года.

ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» привлекает кредит в размере 21 910 миллионов рублей в долларах США по курсу Центрального банка Российской Федерации на дату подписания кредитного соглашения со сроком погашения до 20 декабря 2024 года и процентной ставкой не выше 10 процентов годовых.

Обеспечением по кредиту является залог движимого и недвижимого имущества ЗАО «Богучанский алюминиевый завод», залог прав аренды земельных участков или залог земельных участков (в случае нахождения их в собственности) с распространением ипотеки на расположенные и строящиеся на них здания и сооружения, а также залог прав (требований) на получение выручки ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» по контрактам off-take на реализацию готовой продукции.

Также в качестве обеспечения по кредиту Группа совместно с Группой «РУСАЛ» предоставляют в залог 100 процентов акций ЗАО «Богучанский алюминиевый завод», 100 процентов долей в Balp Ltd, 100 процентов акций ЗАО «Организатор строительства Богучанского алюминиевого завода», 100 процентов акций ЗАО «Заказчик строительства Богучанского алюминиевого завода», а также векселя ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» (Примечание 8).

22 октября 2010 года внеочередное Общее собрание акционеров Общества утвердило схему финансирования проекта БЭМО.

Дополнительная эмиссия акций. 22 октября 2010 года на внеочередном Общем собрании акционеров Общества было принято решение о дополнительном выпуске акций в количестве 1 860 000 000 штук номиналом 1 рубль по открытой подписке с оплатой денежными средствами.

Регистрация отчета об итогах выпуска акций. 30 сентября 2010 года ФСФР зарегистрировала отчет об итогах выпуска акций Общества в отношении дополнительного выпуска 19 000 000 000 обыкновенных акций (Примечание 16). Значительная часть выпуска была приобретена существующими акционерами в рамках осуществления преимущественного права. Оставшаяся часть акций после окончания срока действия преимущественного права была выкуплена дочерней компанией Общества – ОАО «Гидроинвест».

Утверждение инвестиционной программы Общества. 15 октября 2010 года Совет директоров Общества утвердил инвестиционную программу на 2011 – 2013 годы. Общий объем инвестиций запланирован на уровне 308 019 миллионов рублей. Данный объем средств предполагает ввод 4 872 МВт новых мощностей.

Приобретения. 21 октября 2010 года Группа приобрела 17 445 107 акций ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт «Гидропроект» имени С. Я. Жука» номинальной стоимостью 1 рубль каждая, что представляет собой 100 процентов уставного капитала компании, за 1 480 миллионов рублей.