বিষয় ঃ- বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন কর্তৃক আগষ্ট-২০১১ হতে বিদ্যুতের বর্ধিত বাল্ক টেরিফ হার কার্যকরী হওয়ায় ওজোপাডিকো কর্তৃক বিদ্যুতের খুচরা মুল্য হার বৃদ্ধির প্রস্তাবনা প্রসংগে।

০১। গনপ্রজাতন্ত্রী বাংলাদেশ সরকারের বিদ্যুৎ সেক্টরের কর্মকান্ডে দক্ষতা বৃদ্ধি, উন্নত সেবার নিশ্চয়তা প্রদান ও সিস্টেম লস হ্রাসের লক্ষ্যে সংস্কার কর্মসূচীর অংশ হিসাবে কোম্পানী আইন ১৯৯৪ এর আওতায় ৪ঠা নভেম্বর ২০০২ ইং তারিখে খুলনা বিভাগ, বরিশাল বিভাগ ও বৃহত্তর ফরিদপুর জেলাসহ সর্বমোট ২১ (একুশ) টি জেলা ও ২০ (বিশ) টি উপজেলা সমন্বয়ে ওয়েষ্ট জোন পাওয়ার ডিস্ট্রিবিউশন কোম্পানী লিঃ (WZPDCL) গঠন করা হয়। কোম্পানীর কার্যক্রম দক্ষভাবে পরিচালনার জন্য বিদ্যুৎ উন্নয়ন বোর্ডের সংগে Provisional Power Sales Agreement (PSA) ও Vendor's Agreement (VA) গত ২৩.৩.২০০৫ইং তারিখে স্বাক্ষরিত হয়। এই চুক্তির মাধ্যমে ওজোপাডিকোলিঃ উল্লেখিত ২১ (একুশ) টি জেলা ও ২০ (বিশ) টি উপজেলার বিউবো এর সকল সম্পদ ও দায় গ্রহন করে।

০২। ওজোপাডিকোলিঃ বিউবো এর নিকট হইতে বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন কর্তৃক **(BERC)** নির্ধারিত বাল্ক রেটে বিদ্যুৎ ক্রয় করিয়া BERC কর্তৃক নির্ধারিত খুচরা মূল্যে সকল শ্রেনীর গ্রাহকের নিকট বিদ্যুৎ বিক্রয় করিয়া আসিতেছে। বিদ্যুতের বিক্রয় লব্দ অর্থ দ্বারা বিউবো হইতে ক্রয়কৃত বিদ্যুতের মূল্য পরিশোধ, পিজিসিবি এর হুইলিং চার্জ পরিশোধ, কর্মকর্তা - কর্মচারীদের বেতন ভাতাদিসহ সকল প্রকার পরিচালন, মেরামত ও সংরক্ষন কাজের ব্যয় নির্বাহ করিয়া থাকে। ওজোপাডিকোলিঃ তাহার পরিচালন, মেরামত ও সংরক্ষন কাজের ব্যয় নির্বাহের জন্য সরকার হইতে কোন প্রকার ভর্তুকি সুবিধা পাইতেছেনা।

০৩। বিদ্যুৎ খাতে সংস্কার কর্মসূচীর মূল লক্ষ্য বাস্তবায়ণের জন্য ওজোপাডিকো সকল স্তরে জবাবদিহিতা প্রতিষ্ঠা করে। কোম্পানীর বাণিজ্যিক কার্যক্রম শুরুর প্রাক্কালে (২০০৪-০৫ অর্থ বছরে) সিষ্টেম লস ছিল ১৯.০৫%। কর্মকর্তা-কর্মচারীদের অক্লান্ত পরিশ্রম, বিদ্যুৎ অপচয় বন্ধ এবং ব্যবস্থাপনা কর্তৃপক্ষের গৃহিত পরিকল্পনার ফলে সিষ্টেম লস পর্য্যায়ক্রমে কমিয়ে ২০০৯-১০ অর্থ বছরে ১১.৭৪% এ আনা সম্ভব হয়েছে। বছর ভিত্তিক সিষ্টেম লসের তুলনামূলক বিবরণী নিন্মরূপ ঃ

আর্থিক বছর	সিষ্টেম লস
২০০৬-০৭ (অর্জন)	১৬.২১%
২০০৭-০৮ (অর্জন)	১৪.৭২%
২০০৮-০৯ (অর্জন)	১২.৯৯%
২০০৯-১০ (অর্জন)	১১.৭৪%
২০১০-১১ (অর্জন)	১১.৬৬%
২০১১-১২ (অর্জন)	১১.৬৬%

আভ্যন্তরীণ নিয়ন্ত্রণ ব্যবস্থা জোরদার, বিতরণ লাইন উন্নয়ন ও সিষ্টেম লস কমানোর জোর প্রচেষ্টা অব্যাহত থাকায় আশা করা যায় কোম্পানী ২০১০-১১ ও ২০১১-১২ অর্থ বছরের নির্দ্ধারিত টার্গেট অর্জন করতে সক্ষম হবে।

০৪। ২০০৪-০৫ অর্থ বৎসরে ওজোপাডিকো এর রিসিভেবলস্ এর পরিমান ছিল ২৭৭.৯৪২৫ কোটি টাকা যাহা ৬.১৮ মাসের বিলের সমমান। বিদ্যুৎ বিল আদায়ের জোর প্রচেষ্টা অব্যাহত রাখার কারনে

ফেব্রুয়ারী-২০১১ মাস পর্যন্ত রিসিভেবলস্ এর পরিমান ১৪৯.৬৬১ কোটি টাকা যাহা ২.৯১ মাসের গড় বিলের সমান। এই বকেয়ার মধ্যে বিউবো এর সময়কার বকেয়া ৫৮.৪৮৯ কোটি টাকা এবং ওজোপাডিকোলিঃ এর সময়কার ৯১.১৭২ কোটি টাকা।

০৫। এপ্রিল-২০০৫ হইতে ওজোপাডিকোলিঃ বিউবো এর নিকট হইতে প্রতি ইউনিট বিদ্যুৎ ১.৯৪০৯ টাকা হারে ক্রয় করিত। পরবর্তীতে বিভিন্ন সময়ে বাল্ক টেরিফ রেট বৃদ্ধি করা হলেও তার সাথে সঙ্গতি রেখে খুচরা মূল্য হার বৃদ্ধি না করায় কোম্পানীর পরিচালন ঘাটতি বৃদ্ধি পেয়েছে। বিদ্যুতের বাল্ক/ খুচরা মূল্য হার বৃদ্ধির বিবরনী নিম্নরুপ-

<table>
<tr><td colspan="3">বিদ্যুতের ক্রয় মূল্য (বাল্ক রেট)</td><td colspan="2">বিদ্যুতের বিক্রয় মূল্য(খুচরা মূল্য হার)</td></tr>
<tr><td>বৃদ্ধির কার্যকারিতার তারিখ</td><td>প্রতি ইউনিট রেট (টাকা)</td><td>পূর্বের তুলনায় বৃদ্ধির হার</td><td>বৃদ্ধির কার্য্যকারীতার তারিখ</td><td>পূর্বের তুলনায় গড় বৃদ্ধির হার</td></tr>
<tr><td>মার্চ- ২০০৭ হতে</td><td>২.১৬০৯</td><td>১১.৩৩%</td><td>মার্চ- ২০০৭ হতে</td><td>৫%</td></tr>
<tr><td rowspan="2">অক্টোবর- ২০০৮ হতে</td><td rowspan="2">২.৪৪৫২</td><td rowspan="2">১৩.১৫৬%</td><td colspan="2">অক্টোবর-২০০৮ হতে খুচরা মূল্য বৃদ্ধি করা হয়নি</td></tr>
<tr><td>মার্চ-২০১০ হতে বৃদ্ধি</td><td>৫.৯৮%</td></tr>
<tr><td>ফেব্রুয়ারী-২০১১ হতে</td><td>২.৬৪১৫</td><td>৮.০৩%</td><td>ফেব্রুয়ারী-২০১১ হতে</td><td>৩.০৫%</td></tr>
<tr><td>আগষ্ট- ২০১১ হতে</td><td>২.৮১৭৫</td><td>৬.৬৬%</td><td colspan="2">এখনো বৃদ্ধির সিদ্ধান্ত হয়নি।</td></tr>
</table>

২০১০-১১ অর্থ বছরের সংশোধিত ও ২০১১-১২ অর্থ বছরের প্রাক্কলিত বাজেট উপরে প্রদর্শিত বাল্ক / খুচরা মূল্য হার অনুযায়ী প্রস্তুত করা হয়েছে। আরো উল্লেখ্য, বিউবো এর সহিত ওজোপাডিকোর বিদ্যুৎ বিক্রয় চুক্তি মোতাবেক ৩৩,০০০ ভোল্টে বিদ্যুৎ সরবরাহ করার কথা। স্থানভেদে কিছু কিছু ক্ষেত্রে এখনও ২৭,০০০ ভোল্টে বিদ্যুৎ সরবরাহ করা হইতেছে। ইহাতে লাইন মেরামত ও সংস্কার খরচসহ লাইন লসের পরিমান বৃদ্ধি পাইতেছে এবং এ কারনে Operating Cost বৃদ্ধি পাইতেছে।

০৬। পিজিসিবি এর হুইলিং চার্জ এপ্রিল-২০০৫ হইতে বর্তমান সময় পর্যন্ত ইউনিট প্রতি ০.২২৯১ টাকা। এই হিসেবে বর্তমানে ওজোপাডিকোলিঃ এর ১(এক) ইউনিট বিদ্যুতের ক্রয় মুল্য হইতেছে (২.৬৪১৫+০.২২৯১) ২.৮৭০৬ টাকা। ওজোপাডিকোলিঃ এর বোর্ড কর্তৃক নির্ধারিত সিষ্টেম লস ১১.৫০% সমন্বয় করিয়া প্রতি ইউনিটের ক্রয় Cost পড়িতেছে (২.৮৭০৬/০.৮৮৫) ৩.২৪৩৬ টাকা। বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন কর্তৃক ধার্যকৃত আগষ্ট-২০১১ এর অনুমোদিত বর্ধিত বাল্ক রেট কার্যকর হওয়ার পর ওজোপাডিকোলিঃ এর ১(এক) ইউনিট বিদ্যুতের ক্রয় মুল্য হইবে (২.৮১৭৫ + ০.২২৯১) ৩.০৪৬৬ টাকা। ২০১১-১২ সালে সিষ্টেম লস লক্ষ্যমাত্রা ১১.২৫% সমন্বয় করিয়া প্রতি ইউনিটের ক্রয় Cost হইবে (৩.০৪৬৬/০.৮৮৭৫) ৩.৪৩২৮ টাকা।

Cost of Purchases =Tk. 3.4328

০৭। আগষ্ট-২০১১ হতে বিদ্যুতের বর্দ্ধিত ক্রয় মূল্য এবং হুইলিং চার্জের সাথে অন্যান্য খরচ যোগ করিয়া প্রতি ইউনিট বিদ্যুতের বিতরন খরচ হইবে ৪.৫৩ টাকা (বিস্তারিত বিবরনী সংযুক্ত)।

Per unit Supply Cost =Tk. 4.53

০৮। ২০১১-১২ অর্থ বছরের Supply Cost পর্যালোচনায় দেখা যায় এর মধ্যে সর্বমোট ৮৪.২৩% হইতেছে বিদ্যুৎ ক্রয়, হুইলিং চার্জ, অবচয়, লোনের সুদ এবং Exchange Rate Fluctuation। এই ব্যয়গুলি অপরিহার্য । অবশিষ্ট ব্যয়ের মধ্যে ১০.৮৬% হইতেছে কর্মকর্তা- কর্মচারীদের বেতন-ভাতাদি, বোনাস, ছুটি বিক্রয়, গ্রাচুয়িটি, সিপিএফ চাঁদা ও অন্যান্য সুবিধাদি। প্রশাসনিক ও অন্যান্য খরচ মাত্র ৪.৯১% । এতে করে কোম্পানীর নিয়ন্ত্রন যোগ্য খরচ মোট খরচের মাত্র ৪.৯১% যা প্রতি ইউনিটে মাত্র ০.২২২৪ টাকা ।

Percent of Controllable expenditure = 4.91%

০৯। বর্তমানে আবাসিক গ্রাহকগনের নিকট ১০০ ইউনিট পর্যন্ত বিদ্যুতের বিক্রয় মূল্য প্রতি ইউনিট ২.৬০ টাকা। কর্মকর্তা-কর্মচারীদের বেতন ভাতা ও পরিচালন ব্যয় অন্তর্ভুক্ত না করিয়া শুধুমাত্র ক্রয় মুল্যের ভিত্তিতে বর্তমানে আবাসিক গ্রাহকগনের নিকট সরাসরি বিদ্যুৎ বিক্রয় বাবদ প্রতি ইউনিটে ওজোপাডিকোলিঃ এর লস হইতেছে (৩.২৪৩৬-২.৬০) ০.৬৪৩৬ টাকা। আগষ্ট-২০১১ হতে অনুমোদিত বাল্ক টেরিফ রেট কার্যকর হওয়ার পর এই লসের পরিমান বৃদ্ধি পাইয়া প্রতি ইউনিট (৩.৪৩২৮ - ২.৬০) ০.৮৩২৮ টাকায় উন্নীত হইবে। ওজোপাডিকোলিঃ এর মোট বিক্রিত ইউনিটের ৪১.৬৩% বিদ্যুৎ বিক্রয় হয় আবাসিক গ্রাহকগনের নিকট। ১০০ ইউনিটের নীচে ব্যবহারকারী আবাসিক গ্রাহকগন মোট বিক্রিত ইউনিটের ১৫.৩৫% বিদ্যুৎ ব্যবহার করেন। তাহাদের নিকট বিউবো হইতে ক্রয় মুল্যের চেয়ে কম মুল্যে বিদ্যুৎ বিক্রয় করা হইতেছে। এতে করে শুধুমাত্র ক্রয় মুল্যের ভিত্তিতে ২০১১-১২ অর্থ বছরে আর্থিক ক্ষতি হইবে (২৭,০৭,৯৭,৪৭০ X ০.৮৩২৮) ২২,৫৫,২০,১৩৩ টাকা।

Loss per unit due to increase of bulk rate Tk. 0.8328 (kwh)
Loss due to increase of bulk rate Tk. 22,55,20,133 (yearly)

বর্তমানে কোম্পানীর প্রতি ইউনিট বিদ্যুতের সরবরাহ মূল্য ৪.৫৩ টাকা। ১০০ ইউনিটের নীচে বিদ্যুৎ ব্যবহারকারী ৩,১৯,১২২ জন গ্রাহকের নিকট বিদ্যুতের গড় বিক্রয় মূল্য বিবেচনায় আর্থিক ক্ষতি সর্বমোট ৫২,২৬,৩৯,১১৭ টাকা যা নিম্নে ছকে দেখান হইল-

ক্রমিক নং	স্লাব	গ্রাহক সংখ্যা	বার্ষিক বিদ্যুৎ ব্যবহার (ইউনিট)	সরবরাহ ব্যয় (প্রতি ইউনিট)	বিক্রয় মূল্য (প্রতি ইউনিট)	ক্ষতি (প্রতি ইউনিট)	মোট ক্ষতি (টাকা)।
১	**০-১০০**	**৩,২৯,১২২**	**২৭,০৭,৯৭,৪৭০**	**৪.৫৩**	**২.৬০**	**১.৯৩**	**৫২,২৬,৩৯,১১৭**

১০। বর্তমানে বি-শ্রেনীর গ্রাহকগনের (কৃষি কাজের ব্যবহৃত সেচ পাম্প) নিকট প্রতি ইউনিটের বিক্রয় মুল্য ১.৯৩ টাকা। কর্মকর্তা-কর্মচারীদের বেতন ভাতা ও পরিচালন ব্যয় অন্তর্ভুক্ত না করিয়া শুধুমাত্র ক্রয় মুল্যের ভিত্তিতে বি-শ্রেনীর গ্রাহকগনকে বিদ্যুৎ সরবরাহ করিতে যাইয়া প্রতি ইউনিট বিদ্যুৎ বিক্রয়ের জন্য ওজোপাডিকোলিঃ এর বর্তমানে ক্ষতি হইতেছে (৩.২৪৩৬ -১.৯৩) = ১.৩১৩৬ টাকা । বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন কর্তৃক অনুমোদিত আগষ্ট-২০১১ এর বর্ধিত বাল্ক টেরিফ রেট কার্যকরী হওয়ায় ইউনিট প্রতি লসের পরিমান হইবে (৩.৪৩২৮ - ১.৯৩) ১.৫০২৮ টাকা এবং এতে করে ২০১১-১২ অর্থ বছরে লস হইবে (১.৫০২৮ X ১,৬৬,৩১,৫০০) ২,৪৯,৯৩,৮১৮ টাকা।

১১। গনপ্রজাতন্ত্রী বাংলাদেশ সরকারের নির্দেশনা বাস্তবায়নের জন্য ২৪২ জন তালিকাভুক্ত যুদ্ধাহত ও শহীদ মুক্তিযোদ্ধা পরিবারকে প্রতিমাসে ২০০ ইউনিট করিয়া বিদ্যুৎ বিনা মূল্যে ব্যবহারের সুযোগ দেওয়া

হইতেছে। এর ফলে ওজোপাডিকোলিঃ কর্তৃক দেয় বার্ষিক ভর্তুকির পরিমান হইতেছে ১৮,১২,০৯৬ টাকা।

১২। সরকারের নির্দেশনা বাস্তবায়নের জন্য মনপুরা বিদ্যুৎ সরবরাহে নিজস্ব বিদ্যুৎ উৎপাদন কেন্দ্রের সাহায্যে বিদ্যুৎ উৎপাদন করিয়া সরবরাহ করা হইতেছে। ২০১১-১২ অর্থ বৎসরে মনপুরা বিদ্যুৎ সরবরাহে মোট বিদ্যুৎ বিক্রয় ধরা হইয়াছে ৬,৪৫,২৪৭ ইউনিট। প্রতি ইউনিটের বিতরন খরচ হবে ২১.৮১ টাকা এবং গড় বিক্রয় মূল্য ধরা হইয়াছে প্রতি ইউনিট ৪.১৭ টাকা। মনপুরা বিদ্যুৎ সরবরাহে বিদ্যুৎ উৎপাদন ও বিপনন কাজের জন্য ওজোপাডিকোলিঃ এর ক্ষতি হইবে সর্বমোট {(২১.৮১-৪.১৭) ১৭.৬৪ X ৬,৪৫,২৪৭} ১,১৩,৮২,১৫৭ টাকা ।

১৩। ২৩.৩.২০০৫ইং তারিখে Provisional Vendor's Agreement (VA) স্বাক্ষরের সময় ওজোপাডিকোলিঃ এর সম্পদের পরিমান ছিল ৪৬০.৭৫ (চার শত ষাট কোটি পচাঁত্তর লক্ষ) টাকা। পরবর্তীতে বিউবো কর্তৃক ওজোপাডিকো এলাকায় সমাপ্ত প্রকল্পসমুহের খরচ বিবেচনা করিয়া সাময়িক ভাবে সম্পদের পরিমান দাড়াইয়াছে ৯২২.৫৯ কোটি টাকা। এছাড়া কোম্পানীর পরিচালনায় ৫- শহর প্রকল্পের সময়সীমা ডিসেম্বর- ২০১০ এ উত্তীর্ন হওয়ায় উক্ত প্রকল্পের সম্পদ হিসাবভুক্ত করার প্রয়োজনে ২০১১-১২ অর্থ বছরে অবচয় ধরা হয়েছে ৩৫.০০ কোটি এবং ঋনের সুদ ৩০.০০ কোটি টাকা। বিউবোর সাথে ইতিপূর্বে সম্পাদিত Provisional Vendor's Agreement (VA) চুড়ান্তকরন প্রক্রিয়াধীন আছে এবং তাহাতে ওজোপাডিকোকে হস্তান্তরীত মোট সম্পদ ধরা হইয়াছে ১১৩২.৬০ কোটি টাকা। চূড়ান্ত ভেন্ডর এগ্রিমেন্ট এখনও সম্পন্ন হয় নাই। চূড়ান্ত ভেন্ডর এগ্রিমেন্ট সম্পন্ন হলে অবচয় ও ঋনের সুদ আরো বৃদ্ধি পাইবে ।

১৪। ২০০৯-১০ অর্থ বৎসরে ওজোপাডিকোলিঃ এর Employees Expenses এর পরিমান ছিল ৬৩.৯৫ কোটি টাকা। জুলাই-২০১০ হইতে মন্ত্রনালয় কর্তৃক অনুমোদিত বেতন স্কেল বাস্তবায়নে বেতন,ভাতাদি, ছুটি বিক্রয়, গ্রাচুইটি, সিপিএফ ফান্ডে কোম্পানীর চাঁদা ও অন্যান্য সুবিধাদি বৃদ্ধি পাইয়া ২০১০-১১ ও ২০১১-১২ অর্থ বৎসরে Employees Expenses হইবে যথাক্রমে ৮৪.৮১ কোটি ও ৮৬.৭৭ কোটি টাকা ।

১৫। ওজোপাডিকোলিঃ এর বিদ্যুতের চাহিদা গড়ে ৩৭০ মেগাওয়াট। বিদ্যুৎ উৎপাদন ঘাটতিসহ অন্যান্য কারনে গড় বিদ্যুৎ প্রাপ্তি ২৬০ মেগাওয়াট । ২০০৯-১০ অর্থ বৎসরে বিউবো হইতে ১৬৭,২৯,৩৪,৪৪৪ ইউনিট বিদ্যুৎ আমদানী করা হইয়াছিল। ২০১০-১১ ও ২০১১-১২ অর্থ বৎসরে বিদ্যুৎ ক্রয়ের লক্ষ্যমাত্রা ধার্য করা হইয়াছে যথাক্রমে ১৮০,৬৫,৩৫,৬০০ ও ১৯৮,৭১,৮৯,১৬০ ইউনিট। ওজোপাডিকোলিঃ এর জন্য বর্তমান ক্রয় মুল্য প্রতি ইউনিট ২.৬৪১৫ টাকা। আগষ্ট- ২০১১ হইতে বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন কর্তৃক বর্ধিত বাল্ক টেরিফ অনুমোদিত হইয়াছে প্রতি ইউনিট ২.৮১৭৫ টাকা। অর্থাৎ প্রতি ইউনিট বিদ্যুতের মূল্য (২.৮১৭৫ - ২.৬৪১৫) ০.১৭৬ টাকা বৃদ্ধি করা হইয়াছে। এই শর্তে বিউবোকে ২০১১-১২ অর্থ বৎসরে অতিরিক্ত প্রায় ৩০.৩৪ কোটি টাকা পরিশোধ করিতে হইবে। ওজোপাডিকোলিঃ এর খুচরা বিক্রয় দর বৃদ্ধি করা না হইলে ২০১১-১২ অর্থ বৎসরে ওজোপাডিকোলিঃ এর লসের পরিমান বৃদ্ধি পাইয়া ৭০.৩৯ কোটি টাকায় উন্নীত হইবে। উপরোক্ত বিষয়াদি বিবেচনা করিয়া ওজোপাডিকোকে টেরিফজনিত লোকসানের হাত হইতে রক্ষা করার জন্য ২০১১-১২ অর্থ বৎসরের প্রাক্কলিত ব্যয় ও নূন্যতম লাভ অন্তর্ভূক্ত করে নির্নয়কৃত যৌক্তিক সরবরাহ ব্যয় অনুযায়ী খুচরা পর্যায়ে বিদ্যুতের মুল্য হার বৃদ্ধি করা প্রয়োজন।

১৬। খুচরা ট্যারিফ বৃদ্ধির প্রস্তাব ২ (দুই) অংশে বিভক্ত করে দেখানো হলো। প্রথম অংশে স্থির আয়ের বৃদ্ধির প্রস্তাব যেমন- ডিমান্ড চার্জ, সার্ভিস চার্জ ইত্যাদি এবং দ্বিতীয় অংশে বিদ্যুতের ট্যারিফ ভিত্তিক রেট বৃদ্ধির হার। রেট ০১-০৮-২০১১ হতে বৃদ্ধির প্রস্তাব করা হয়েছে।

ক্যাটাগরী ভিত্তিক ডিমান্ড চার্জ, সার্ভিস চার্জ ও মিনিমাম চার্জের মূল্যহার প্রস্তাবনা

ক্র. নং	গ্রাহক শ্রেণী	বিদ্যমান মূল্যহার			প্রস্তাবিত বর্ধিত মূল্যহার		
		ডিমান্ড চার্জ (টাকা/কিঃওঃ)	সার্ভিস চার্জ (টাকা/মাস)	মিনিমাম চার্জ	ডিমান্ড চার্জ (টাকা/কিঃওঃ)	সার্ভিস চার্জ (টাকা/মাস)	মিনিমাম চার্জ
০১	এঃ আবাসিক	১২.০০	১ ফেজ: ৬.০০ ৩ ফেজ : ২৭.০০	১০০.০০	১৫.০০	১ ফেজ: ১০.০০ ৩ ফেজ : ৫০.০০	১০০/= টাকা / প্রতি কিঃওঃ
০২	বিঃ কৃষি	৩৫.০০ (অনুমোদিত লোড ৩০ কিঃওঃ এর উর্দ্ধে)	২৫.০০	১২৫.০০ /অশ্বশক্তি	৪০.০০ (অনুমোদিত লোড ৪০ কিঃওঃ এর উর্দ্ধে)	৪০.০০	১৪০.০০ /প্রতি অশ্বশক্তি
০৩	সিঃ ক্ষুদ্র শিল্প	৩৭ .০০ (অনুমোদিত লোড ৩৫ কিঃওঃ এর উর্দ্ধে)	৬৩.০০		১০/= টাকা লোড ৪০ কিঃওঃ পর্যন্ত এবং ৪৫/= অনুমোদিত লোড ৪০ কিঃওঃ এর উর্দ্ধে	১০০.০০	
০৪	ডিঃ অনাবাসিক	১৫.০০	১ ফেজ: ৫.০০ ৩ ফেজ : ২৫.০০	১০০.০০ প্রতি কিঃওঃ	২০.০০	১ ফেজ: ১০.০০ ৩ ফেজ : ৫০.০০	১২৫.০০ /প্রতি কিঃওঃ
০৫	ইঃ বানিজ্যিক	২২.০০	১ ফেজ: ৬.০০ ৩ ফেজ : ২৭.০০	১২৫.০০ প্রতি কিঃওঃ	৩০.০০	১ ফেজ: ১০.০০ ৩ ফেজ : ৫০.০০	১৫০.০০ /প্রতি কিঃও
০৬	এফঃ মধ্যমচাপ	৪২.০০	৩৪৫.০০	৮০.০০ প্রতি কিঃওঃ (মাসিক ৮,০০০/= টাকার কম নহে)	৫০.০০	৫০০.০০	৯০.০০ প্রতি কিঃওঃ (মাসিক ৯,০০০/= টাকার কম নহে)
০৭	এইচঃ উচ্চচাপ	৩৭.০০	৪১০.০০	৮০.০০ প্রতি কিঃওঃ (চুক্তিবদ্ধ চাহিদার জন্য)	৫০.০০	৭৫০.০০	৯০.০০ প্রতি কিঃওঃ (চুক্তিবদ্ধ চাহিদার জন্য)
০৮	জেঃ রাস্তার বাতি, পাম্প	৩৭.০০	২০৫.০০		৪৫.০০	৩০০.০০	

<u>গ্রাহক শ্রেনী ভিত্তিক বিদ্যুতের খুচরা বিক্রয় মূল্য বৃদ্ধির প্রস্তাবনা নিম্নরুপ</u> -

ক্রমিক নং	গ্রাহক শ্রেনী	বিদ্যমান মুল্য (টাকা/কিঃওঃঘঃ)	প্রস্তাবিত বর্দ্ধিত টেরিফ (টাকা/কিঃওঃঘঃ)	বৃদ্ধির হার
১।	শ্রেনী ঃ এ আবাসিক (ক) প্রথম ধাপঃ ০-১০০ (খ) দ্বিতীয় ধাপঃ বিদ্যমান- ১০১-৪০০ ইউনিট পর্যন্ত প্রস্তাবিত: ০- ৫০০ ইউনিট পর্যন্ত সম্পূর্ন ব্যবহারের জন্য (গ) তৃতীয় ধাপঃ বিদ্যমান- ৪০০ ইউনিটের উর্দ্ধে প্রস্তাবিত:০-১০০০ ইউনিট পর্যন্ত সম্পূর্ন ব্যবহারের জন্য (ঘ) চতুর্থ ধাপঃ প্রস্তাবিতঃ ০-১০০০ ইউনিটের উর্দ্ধে সম্পূর্ন ব্যবহারের জন	 ২.৬০ ৩.৪৬ - ৫.৯৩ - -	 ২.৮০ - ৪.০০ - ৬.৫০ ৮.০০	 ৭.৬৯% ১৫.৬১% - - - -
২ ।	শ্রেনী বি ঃ কৃষি কাজে ব্যবহৃত সেচ পাম্প	১.৯৩	৩.৫০	৮১.৩৫%
৩।	শ্রেনী সি ঃ ক্ষুদ্র শিল্প (ক) ফ্লাট রেট (খ)অফ-পিক সময়ে	 ৪.৫৬ ৩.৬৭	 ৫.৭০ ৪.৭০	 ২৫.০০% ২৮.০৭%

	(গ) পিক সময়ে	৬.২৪	৭.৭০	২৩.৪০%
৪।	শ্রেনী ঃ ডিঃ অনাবাসিক (আলো ও বিদ্যুৎ	৩.৩৫	৪.১০	২২.৩৯%
৫।	শ্রেনী - ই ঃ বানিজ্যিক (ক) ফ্লাট রেট (খ) অফ-পিক সময়ে (গ) পিক সময়ে	 ৫.৮৫ ৪.২৫ ৮.৮৭	 ৭.১০ ৫.৭০ ৯.২০	 ২১.৩৭% ৩৪.১২% ৩.৭২%
৬।	শ্রেনী এফ ঃ মধ্যমচাপ (ক) ফ্লাট রেট (খ) অফ-পিক সময়ে (গ) পিক সময়ে	 ৪.৩৭ ৩.৬০ ৭.৪৭	 ৫.৫০ ৪.৫০ ৭.৬০	 ২৫.৮৬% ২৫.০০% ১.৭৪%
৭।	শ্রেনী ঃ এইচ উচ্চচাপ (সাধারন ব্যবহার ৩৩ কেভি) (ক) ফ্লাট রেট (খ) অফ-পিক সময়ে (গ) পিক সময়ে	 ৪.১১ ৩.৪৯ ৭.১৬	 ৫.৩০ ৪.৪০ ৭.৪০	 ২৮.৯৫% ২৬.০৭% ৩.৩৫%
৮।	শ্রেনী - জে ঃ রাস্তার বাতি ও পাম্প	৪.১৭	৪.৮০	১৫.১১%

Average rate of increased 18.99%

১৬। উপরোক্ত প্রস্তাবনা অনুযায়ী বিদ্যুতের গড় মূল্য বৃদ্ধির প্রস্তাবনা ১৮.৯৯%। প্রস্তাবে নিট সম্পত্তির উপর রিটার্ন ধরা হয়নি। ২০১১-১২ অর্থ বৎসরের সিষ্টেম লস টার্গেট ২০০৯-১০ অর্থ বৎসরের প্রকৃত অর্জন ১১.৭৪ % থেকে কমিয়ে ১১.২৫% ধরা হইয়াছে। খারাপ মিটার পরিবর্তন এবং প্রি-পেমেন্ট মিটার পদ্বতির প্রচলন/স্থাপন এবং যেখানে নন ষ্টান্ডার্ড লাইন আছে সেগুলো ষ্টান্ডার্ড করা সাপেক্ষে এই লস কমানো সম্ভব হইবে। বাংলাদেশ এনার্জি রেগুলেটরী কমিশন কর্তৃক বাল্ক টেরিফ বৃদ্ধির ফলে বর্তমান সময়ে ওজোপাডিকো এর যৌক্তিক ব্যয় ও নূন্যতম লাভ বিবেচনা করিয়া প্রস্তাবিত খুচরা গ্রাহকের বিক্রয় মুল্য নির্ধারন করা না হইলে গনপ্রজাতন্ত্রী বাংলাদেশ সরকারের বিদ্যুৎ সেক্টর সংস্কার কার্যক্রমের আওতায় নব সৃষ্ট প্রতিষ্ঠানটি চরম আর্থিক সংকটে পতিত হইবে।

উপর্যুক্ত বিষয়সমূহের আলোকে কমিশনের সুবিবেচনার জন্য ওজোপাডিকোলিঃ এর প্রস্তাব ঃ

০১। ওজোপাডিকোলিঃ Cost Analysis করে সকল শ্রেনীর গ্রাহকগনের জন্য যৌক্তিক পর্যায়ে বিদ্যুতের Retail Tariff নির্ধারনের প্রস্তাব করা হইল।

০২। বিউবো এর প্রস্তাবনা অনুসারে বিদ্যুতের বাল্ক রেট প্রতি ৬ মাস অন্তর বৃদ্ধি করা হইলে বাল্ক রেটের সাথে সংগতি রাখিয়া একই সময়ে বিদ্যুতের খুচরা বিক্রয় মূল্যও বৃদ্ধির বিষয়টি বিবেচনার করার জন্য অনুরোধ করা হইল।

০৩। Retail Tariff উল্লেখযোগ্য হারে বাড়ানো না হইলে বাল্ক টেরিফ বৃদ্ধির ফলে যে পরিমান টাকা বিউবোকে অতিরিক্ত পরিশোধ করিতে হইবে এবং সরকারের নির্দেশনা বাস্তবায়নের জন্য ২০১১-১২ অর্থ বৎসরে ওজোপাডিকোলিঃ এর যে পরিমান টাকা ঘাটতি হইবে (আবাসিক ও কৃষি কাজে ব্যবহৃত সেচ পাম্প গ্রাহকগনের নিকট ক্রয় মুল্য অপেক্ষা কম মুল্যে বিদ্যুৎ বিক্রয়ে ক্ষতি, যুদ্ধাহত ও শহীদ মুক্তি যোদ্ধাদের বিনা মুল্যে ২০০ ইউনিট বিদ্যুৎ ব্যবহারের সুবিধা দেওয়ার জন্য ক্ষতি, মনপুরায় বিদ্যুৎ উৎপাদন ও বিপননজনিত ক্ষতি) তাহা ভর্তুকীর মাধ্যমে ওজোপাডিকোলিঃকে প্রদানের প্রস্তাব করা হইল।

(মোঃ আমিনুর রহমান)
কোম্পানী সচিব

সংযোজনী-

১। অডিট ফার্ম কর্তৃক ২০০৯-১০ অর্থ বছরের নিরীক্ষিত প্রতিবেদন (Fixed Assets Schedule সহ)
২। ২০১০-১১ ও ২০১১-১২ অর্থ বৎসরের প্রস্তাবিত বাজেটের ভিত্তিতে আয় ও ব্যয়ের বিবরনী।
৩। ২০০৮-০৯, ২০০৯-১০ অর্থ বছরের নিরীক্ষিত এবং ২০১০-১১ ও ২০১১-১২ অর্থ বৎসরের প্রস্তাবিত বাজেটের ভিত্তিতে supply Cost এর বিবরনী।
৪। বি ই আর সি কর্তৃক অনুমোদিত বাল্ক বিদ্যুৎ টেরিফ বৃদ্ধির আদেশের কপি।
৫। মুল্য হার নির্ধারনের প্রস্তাব।
৬। খুচরা বিদ্যুৎ বিক্রয়ের বর্তমান টেরিফের ফটো কপি।
৭। বিউবো এর সহিত ওজোপাডিকোলিঃ এর সম্পাদিত প্রভিশনাল ভেন্ডর এগ্রিমেন্টের কপি।
৮। বিউবো এর সহিত ওজোপাডিকোলিঃ এর প্রভিশনাল ভেন্ডর এগ্রিমেন্ট চুড়ান্ত করনের লক্ষ্যে গঠিত কমিটির প্রতিবেদন।
৯। বিউবো এর সহিত ওজোপাডিকোলিঃ এর সম্পাদিত প্রভিশনাল বিদ্যুৎ ক্রয় চুক্তির কপি।
১০। ২০০৯-১০ অর্থ বছরের বার্ষিক প্রতিবেদন।
১১। সুত্র নং বিইআরসি/ট্যারিফ/বিতরন(ওজোপাডিকো)-০৬/২০১০-১১/১৫১১ তাং-১১ জুলাই-২০১১ ইং পত্রের প্রেক্ষিতে প্রেরতির তথ্যের কপি।

ক্যাটাগরীভিত্তিক ডিমান্ড চার্জ, সার্ভিস চার্জ ও মিনিমাম চার্জের মূল্যহার প্রস্ড়্রবনা

ক্র.নং	গ্রাহক শ্রেণী	বিদ্যমান মূল্যহার			প্রস্ড়্রবিত বর্ধিত মূল্যহার		
		ডিমান্ড চার্জ (টাকা/কিঃওঃ)	সার্ভিস চার্জ (টাকা/মাস)	মিনিমাম চার্জ	ডিমান্ড চার্জ (টাকা/কিঃওঃ)	সার্ভিস চার্জ (টাকা/মাস)	মিনিমাম চার্জ
১	এঃ আবাসিক	১২	১ ফেজ: ৬.০০ ৩ ফেজ : ২৭.০০	১০০	১৫	১ ফেজ: ১০.০০ ৩ ফেজ : ৫০.০০	১০০/= টাকা / প্রতি কিঃওঃ
২	বিঃ কৃষি	৩৫.০০ (অনুমোদিত লোড ৩০ কিঃওঃ এর উর্দ্ধে)	২৫	১২৫.০০ /অশ্বশক্তি	৪০.০০ (অনুমোদিত লোড ৪০ কিঃওঃ এর উর্দ্ধে)	৪০	১২৫.০০ /প্রতি অশ্বশক্তি
৩	সিঃ ক্ষুদ্র শিল্প	৩৭ .০০ (অনুমোদিত লোড ৩৫ কিঃওঃ এর উর্দ্ধে)	৬৩		১০/= টাকা লোড ৪০ কিঃওঃ পর্যন্ড় এবং ৪৫/= অনুমোদিত লোড ৪০ কিঃওঃ এর উর্দ্ধে	১০০	
৪	ডিঃ অনাবাসিক	১৫	১ ফেজ: ৫.০০ ৩ ফেজ : ২৫.০০	১০০.০০ প্রতি কিঃওঃ	২০	১ ফেজ: ১০.০০ ৩ ফেজ : ৫০.০০	১২৫.০০ /প্রতি কিঃওঃ
৫	ইঃ বানিজ্যিক	২২	১ ফেজ: ৬.০০ ৩ ফেজ : ২৭.০০	১২৫.০০ প্রতি কিঃওঃ	৩০	১ ফেজ: ১০.০০ ৩ ফেজ : ৫০.০০	১৫০.০০ /প্রতি কিঃও
৬	এফঃ মধ্যমচাপ	৪২	৩৪৫	৮০.০০ প্রতি কিঃওঃ (মাসিক ৮,০০০/= টাকার কম নহে)	৫০	৫০০	৯০.০০ প্রতি কিঃওঃ (মাসিক ৯,০০০/= টাকার কম নহে)
৭	এইচঃ উচ্চচাপ	৩৭	৪১০	৮০.০০ প্রতি কিঃওঃ (চুক্তিবদ্ধ চাহিদার জন্য)	৫০	৭৫০	৯০.০০ প্রতি কিঃওঃ (চুক্তিবদ্ধ চাহিদার জন্য)
৮	জেঃ রাস্ড়্রর বাতি, পাম্প	৩৭	২০৫		৪৫	৩০০	

West Zone Power Distribution Company Limited

Categorywise Tariff Rate Increasing Proposal from August- 2011

Tariff Category	Nos. of Consumer	Consumption 2011-12 (Unit)			Categorywise Tariff Rate		Energy Sales 2011-12 (TK)			Tarrif Rate Increased (%)
		Jul-11	Aug/11 to June/12	TOTAL	Existing	Proposed	Jul-11	Aug/11 to June/12	TOTAL	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
A	**455,888**	**62,427,000**	**672,008,558**	**734,435,558**						
0-100	319,122	23,017,800	247,779,670	270,797,470	2.60	2.80	59,846,280	693,783,076	753,629,356	7.69%
101-500	136,766	39,409,200	424,228,888	463,638,088	3.46	4.00	136,355,832	1,696,915,552	1,833,271,384	15.61%
501-1000	-	-	-	-		6.50	-	-	-	
1001 to above	-	-	-	-	-	8.00	-	-	-	
B	4,289	1,413,700	15,217,800	16,631,500	1.93	3.50	2,728,441	53,262,300	55,990,741	81.35%
C	**10,427**	**15,325,550**	**164,975,440**	**180,300,990**			**-**	**-**	**-**	
Flat 40%		6,130,200	65,990,196	72,120,396	4.56	5.70	27,953,712	376,144,117	404,097,829	25.00%
Off Peak 40%		6,130,250	65,990,146	72,120,396	3.67	4.70	22,498,018	310,153,686	332,651,704	28.07%
Peak 20%		3,065,100	32,995,098	36,060,198	6.24	7.40	19,126,224	254,062,255	273,188,479	18.59%
D	7,698	2,192,560	23,602,260	25,794,820	3.35	4.10	7,345,076	96,769,266	104,114,342	22.39%
E	98,922	**15,681,650**	**168,808,170**	**184,489,820**			-	-	-	
Flat 75%		11,761,200	126,606,150	138,367,350	5.85	7.10	68,803,020	898,903,665	967,706,685	21.37%
Off Peak 15%		2,352,250	25,321,220	27,673,470	4.25	5.70	9,997,063	144,330,954	154,328,017	34.12%
Peak 10%		1,568,200	16,880,800	18,449,000	8.87	9.20	13,909,934	155,303,360	169,213,294	3.72%
F	**564**	**40,449,250**	**435,424,545**	**475,873,795**			**-**	**-**	**-**	
Flat 20%		8,089,850	87,084,910	95,174,760	4.37	5.50	35,352,645	478,967,005	514,319,650	25.86%
Off Peak 65%		26,292,000	283,025,965	309,317,965	3.60	4.50	94,651,200	1,273,616,843	1,368,268,043	25.00%
Peak 15%		6,067,400	65,313,670	71,381,070	7.47	7.60	45,323,478	496,383,892	541,707,370	1.74%
H	**6**	**10,221,750**	**110,034,125**	**120,255,875**			**-**	**-**	**-**	
Flat 10%		1,022,200	11,003,390	12,025,590	4.11	5.30	4,201,242	58,317,967	62,519,209	28.95%
Off Peak 70%		7,155,200	77,023,910	84,179,110	3.49	4.40	24,971,648	338,905,204	363,876,852	26.07%
Peak 20%		2,044,350	22,006,825	24,051,175	7.16	7.40	14,637,546	162,850,505	177,488,051	3.35%
J	841	2,253,600	24,259,012	26,512,612	4.17	4.80	9,397,512	116,443,258	125,840,770	15.11%
Total	**578,635**	**149,965,060**	**1,614,329,910**	**1,764,294,970**			**597,098,870**	**7,605,112,905**	**8,202,211,774**	
Average Tariff rate Increasing Proposal										**18.99%**

West Zone Power Distribution Company Limited

Statement of Per Unit Supply Cost

Particulars	FY : 2008-09 Audited	FY : 2009-10 Audited	FY : 2010-11 Estimated	FY : 2011-12 Estimated (Not considering enhaned import rate)	FY : 2011-12 Estimated (considering enhaned import rate TK. 2.8175 /Unit w.e.f. Aug/2011	Headwise Expenditutre (%)
	Taka	Taka	Taka	Taka	Taka	
Energy Import Unit	1,490,631,776	1,672,934,444	1,806,535,600	1,987,189,160	1,987,189,160	
Energy Generation Unit	1,786,499	582,580	620,728	682,801	682,801	
Total Unit	1,492,418,275	1,673,517,024	1,807,156,328	1,987,871,961	1,987,871,961	
System Loss (%)	12.22	11.74	11.50	11.25	11.25	
Energy Available for Sales	1,310,116,325	1,477,101,145	1,599,293,156	1,764,294,970	1,764,294,970	
Operating Expenses						
Energy purchases	3,528,451,043	4,090,713,752	4,570,473,483	5,266,357,433	5,569,760,018	69.71%
Wheeling Charge	338,723,191	373,794,975	413,877,306	455,265,037	455,265,037	5.70%
Operating Expenses	46,124,573	29,709,927	52,607,000	63,880,000	63,880,000	0.80%
Depreciation	242,148,007	232,817,307	300,000,000	350,000,000	350,000,000	4.38%
Total Operating Expenses	**4,155,446,814**	**4,727,035,961**	**5,336,957,789**	**6,135,502,470**	**6,438,905,055**	**80.58%**
General & Administrative Exp.						
General & Administrative Exp.	188,535,950	208,024,883	271,752,650	304,838,500	304,838,500	3.82%
Employees Expenses	605,775,226	639,539,962	848,115,342	867,742,905	867,742,905	10.86%
Provision for Bad Debts	6,411,952	6,718,057	10,000,000	10,000,000	10,000,000	0.13%
Total General & Administrative Exp.	**800,723,128**	**854,282,902**	**1,129,867,992**	**1,182,581,405**	**1,182,581,405**	**14.80%**
Non-Operating Exp.						
Finance Cost & Other Charges	8,516,467	9,461,217	13,901,000	13,896,000	13,896,000	0.17%
Interest on Loan	264,711,133	129,724,341	300,000,000	300,000,000	300,000,000	3.75%
Exchange Rate Flactuation	14,765,188	(22,373,454)	55,000,000	55,000,000	55,000,000	0.69%
Total Non-Operating Exp.	**287,992,788**	**116,812,104**	**368,901,000**	**368,896,000**	**368,896,000**	**4.62%**
Total Expenses	**5,244,162,730**	**5,698,130,967**	**6,835,726,781**	**7,686,979,875**	**7,990,382,460**	**100.00%**
Per Unit Supply Cost	**4.00**	**3.86**	**4.27**	**4.36**	**4.53**	

West Zone Power Distribution Company Limited

Income Statement for the Financial year 2008-09, 2009-10, Estimated 2010-11 and Fy-2011-12

Particulars	FY : 2008-09 Audited	FY : 2009-10 Audited	FY : 2010-11 Estimated	FY : 2011-12 Estimated (Not considering enhaned import rate)	FY : 2011-12 Estimated (considering enhaned import rate & Current sales rate)	FY : 2011-12 Estimated (considering enhaned import rate & Proposed sales rate)
	Taka	Taka	Taka		Taka	Taka
Operating Income						
Energy Sales	4,601,771,288	5,298,494,335	6,112,425,926	6,892,857,764	6,892,857,764	8,202,211,774
Demand & Service Charge	133,196,880	153,363,318	170,189,012	178,698,462	178,698,462	196,568,308
Total Income	**4,734,968,168**	**5,451,857,653**	**6,282,614,938**	**7,071,556,226**	**7,071,556,226**	**8,398,780,082**
Operating Expenses						
Energy purchases	3,528,451,043	4,090,713,752	4,570,473,483	5,266,357,433	5,569,760,018	5,569,760,018
Wheeling Charge	338,723,191	373,794,975	413,877,306	455,265,037	455,265,037	455,265,037
Operating Expenses	46,124,573	29,709,927	52,607,000	63,880,000	63,880,000	63,880,000
Depreciation	242,148,007	232,817,307	300,000,000	350,000,000	350,000,000	350,000,000
Total Operating Expenses	**4,155,446,814**	**4,727,035,961**	**5,336,957,789**	**6,135,502,470**	**6,438,905,055**	**6,438,905,055**
Gross Margin	**579,521,354**	**724,821,692**	**945,657,149**	**936,053,756**	**632,651,171**	**1,959,875,027**
General & Administrative Exp.						
General & Administrative Exp.	188,535,950	208,024,883	271,752,650	304,838,500	304,838,500	304,838,500
Employees Expenses	605,775,226	639,539,962	848,115,342	867,742,905	867,742,905	867,742,905
Provision for Bad Debts	6,411,952	6,718,057	10,000,000	10,000,000	10,000,000	10,000,000
Total General & Administrative Exp.	**800,723,128**	**854,282,902**	**1,129,867,992**	**1,182,581,405**	**1,182,581,405**	**1,182,581,405**
Operating Profit	**(221,201,774)**	**(129,461,210)**	**(184,210,843)**	**(246,527,649)**	**(549,930,234)**	**777,293,622**

Non-Operating Exp.						
Financial Cost & Other Charges	8,516,467	9,461,217	13,901,000	13,896,000	13,896,000	13,896,000
Interest on Loan	264,711,133	129,724,341	300,000,000	300,000,000	300,000,000	300,000,000
Exchange Rate Flactuation	14,765,188	(22,373,454)	55,000,000	55,000,000	55,000,000	55,000,000
Total Non-Operating Exp.	**287,992,788**	**116,812,104**	**368,901,000**	**368,896,000**	**368,896,000**	**368,896,000**
Non-Operating Income						
Other Income	211,067,870	213,495,910	205,290,560	214,938,420	214,938,420	214,938,420
Intermal Cost of Capital						
Total Non-Operating Income	**211,067,870**	**213,495,910**	**205,290,560**	**214,938,420**	**214,938,420**	**214,938,420**
Net Income / (Loss)	**(298,126,692)**	**(32,777,404)**	**(347,821,283)**	**(400,485,229)**	**(703,887,814)**	**623,336,042**