



## **СЕМИНАР - СОВЕЩАНИЕ**

**Переход электросетевых организаций на метод доходности инвестированного капитала**

**Причины перехода региона к RAB – регулированию.  
Основные параметры перехода филиала ОАО «МРСК Северо – Запада» «Новгородэнерго» на RAB – регулирование.**

**Перспективы развития региона в связи с применением метода доходности инвестированного капитала.**

**Докладчик:**  
Председатель комитета по ценовой и тарифной политике Новгородской области

Маланин Юрий Сергеевич

8-9 апреля 2010 г.  
г. Великий Новгород



Необходимость долгосрочных тарифов стала очевидна с 2008 года, когда в области начали реализовываться масштабные инвестиционные проекты по обеспечению надежности потребителей Великого Новгорода, Валдайского и Крестецкого районов.

Все это потребовало существенных инвестиций в энергетический комплекс :

- ПС «Южная» на 428 млн.руб. (80МВА)
- ПС «Новое Рахино» на 314 млн.руб. (20МВА)

Результаты реализации данных проектов  
для Новгородской области:

1. Создание инвестиционных площадок на базе новой энергетической инфраструктуры;
2. Привлечение инвесторов для строительства производственных мощностей. Создание новых рабочих мест. Увеличение налогооблагаемой базы и налоговых поступлений в бюджет;
3. Получение новой энергетической инфраструктуры, за которую расчет производишь в будущем.





для потребителей:

1. Повышение надежности и качества электроснабжения.

для филиала ОАО «МРСК Северо – Запада»  
«Новгородэнерго»:

1. Новые современные подстанции, расширение сети 110 кВ,  
создание оптимального потокораспределения мощности,  
снижение потерь в электрических сетях,  
сокращение времени поиска и устранения повреждений при технологических нарушениях;
2. Перспектива технологического подключения новых инвесторов;
3. Переход на RAB – регулирование, и как результат предсказуемость и гарантии инвестиционного процесса на длительный срок.



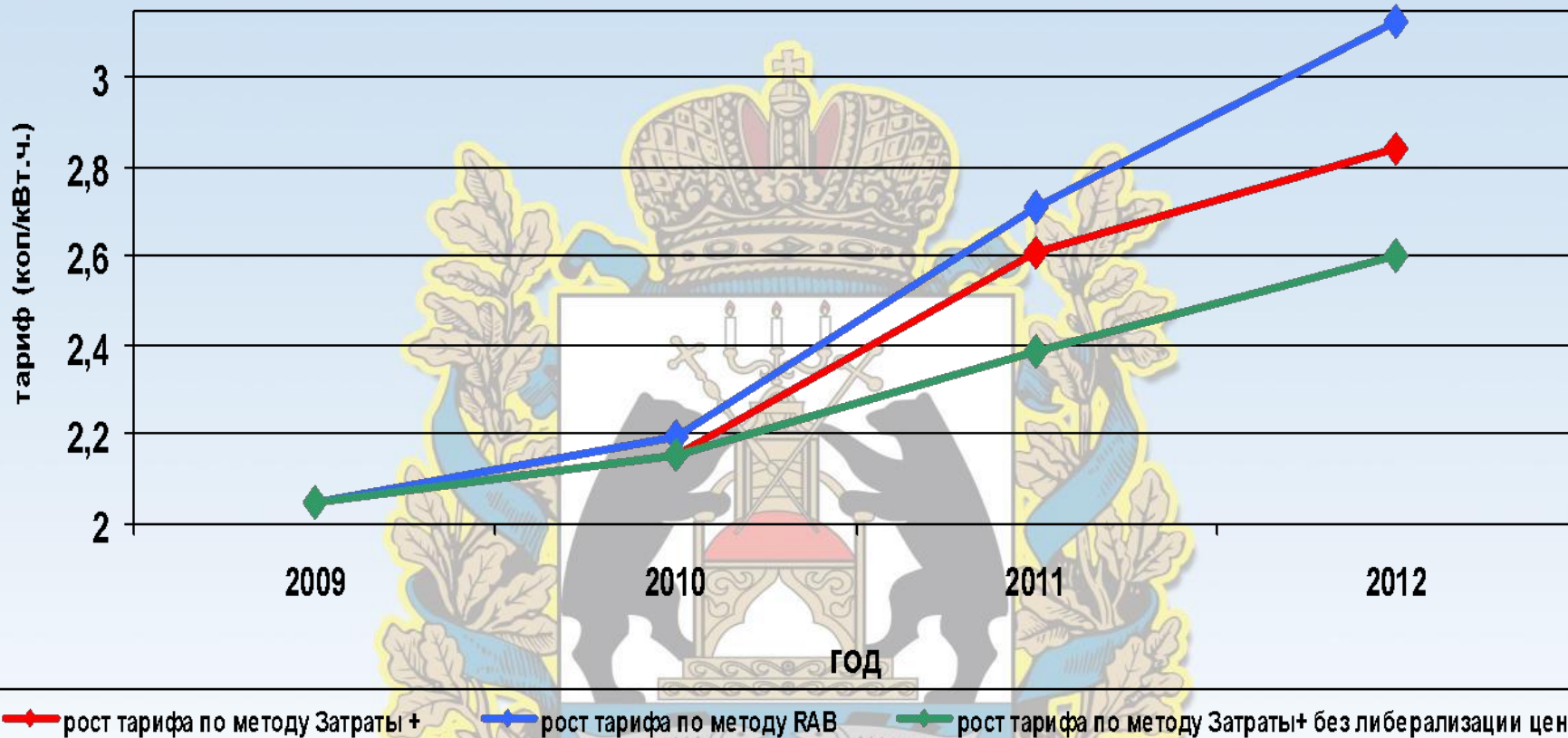
# Основные параметры перехода «Новгородэнерго» на RAB - регулирование



| №  | Показатель  | Размерность | регулируемый период |                  |                  |                  |
|--|---|-------------|---------------------|------------------|------------------|------------------|
|  |   |             | 2009 год            | 2010 год         | 2011 год         | 2012 год         |
|  |   |             | тариф               | план             | план             | план             |
| <b>НВВ, определяемая при установлении долгосрочных тарифов</b> |   |             |                     |                  |                  |                  |
| 1.1.   | Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности | тыс.руб.    | 1 746 872           | 1 931 157        | 2 237 614        | 2 677 351        |
| 1.2.   | Возврат инвестированного капитала   | тыс.руб.    |                     | 331 360          | 347 189          | 370 617          |
| 1.3.   | Доход на инвестированный капитал  | тыс.руб.    |                     | 339 326          | 540 699          | 754 917          |
| 1.4.   | Величина изменения НВВ, производимого в целях сглаживания тарифов                                     | тыс.руб.    |                     | - 170 000        | - 30 000         | 246 848          |
| 1.5.   | <b>НВВ по «Новгородэнерго», определяемая при установлении долгосрочных тарифов</b>                    | тыс.руб.    | <b>2 298 579</b>    | <b>2 431 842</b> | <b>3 095 502</b> | <b>4 049 732</b> |
| 1.6.   | Тарифы по передаче э/э по «Новгородэнерго»  | коп./кВтч   | 68,66               | 76,35            | 96,22            | 124,38           |
|  | СПРАВОЧНО: рост в %%  |             |                     | <b>+11,2%</b>    | <b>+26,0%</b>    | <b>+29,3%</b>    |
|  | <b>Полная величина инвестированного капитала</b>  | тыс.руб.    |                     | <b>11597600</b>  | <b>12151600</b>  | <b>12971600</b>  |
|  | <b>Остаточная величина инвестированного капитала</b>  | тыс.руб.    |                     | <b>5462500</b>   | <b>5685140</b>   | <b>6157951</b>   |
|  | <b>ИПР 2010 - 2012 гг., включенная в RAB</b>  | тыс.руб     |                     | <b>554000</b>    | <b>820000</b>    | <b>1332000</b>   |
|  | <b>Норма доходности на "старый" капитал</b>   | %           |                     | 6,0%             | 9,0%             | 12,0%            |
|  | <b>Норма доходности на инвестированный капитал</b>  | %           | 12,0%               | 12,0%            | 12,0%            | 12,0%            |
|  | <b>Индекс потребительских цен</b>   | %           | 12%                 | 10%              | 8,7%             | 7,5%             |



# Динамика роста тарифа по годам при расчете методами «Затраты +» и RAB

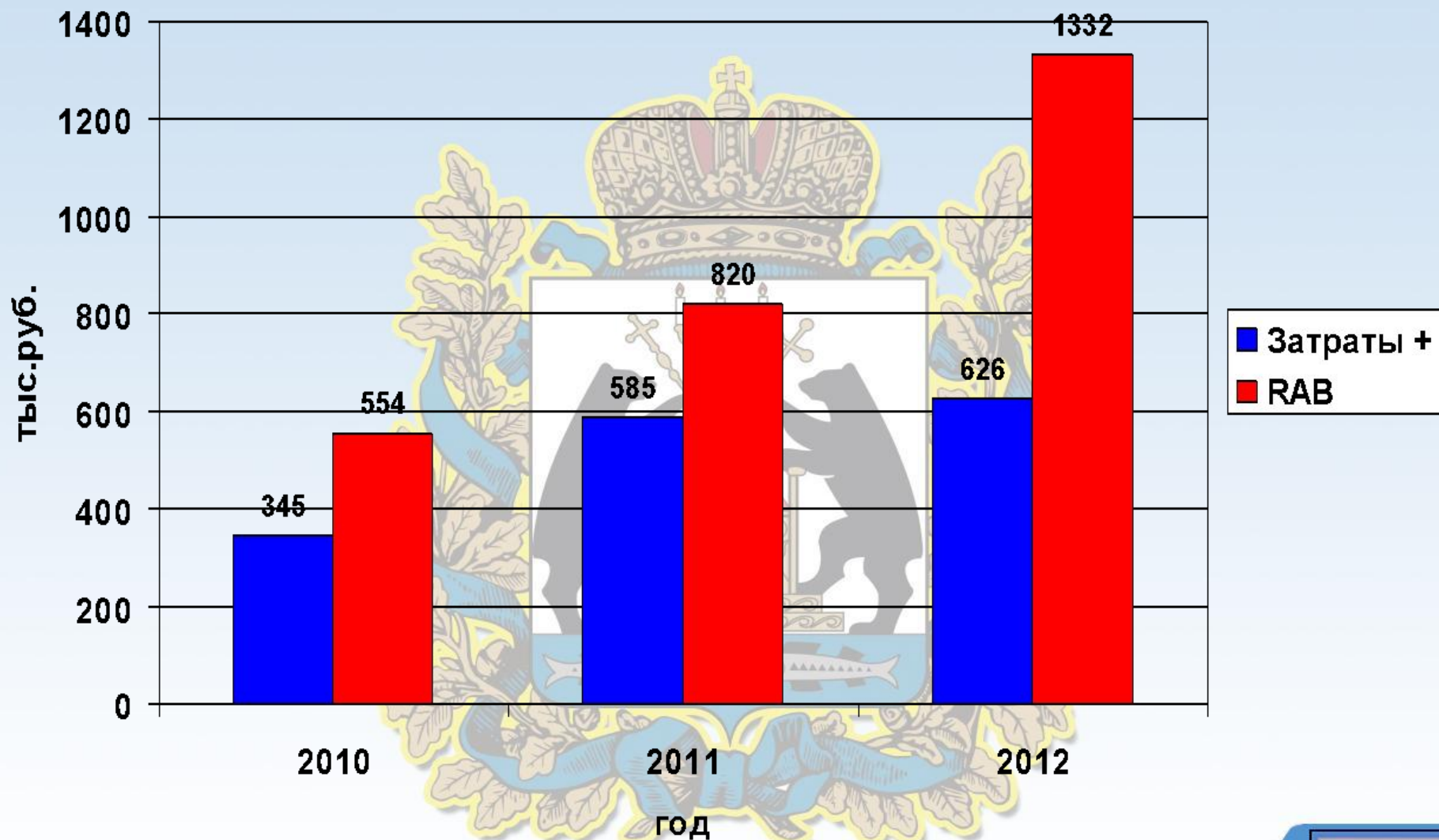


Основным фактором роста тарифа в 2011 году является либерализация оптового рынка электроэнергии, а не переход на RAB.

По сравнению с трехлетним, пятилетний период регулирования позволяет сглаживание по годам делать более плавным.

Прогноз – существенное замедление темпов роста тарифа с 2013 года, отражающее индексацию операционных расходов .

# Динамика инвестиций по годам методами «Затраты +» и RAB



# Основные параметры инвестиционной программы Филиала ОАО «МРСК Северо – Запада» «Новгородэнерго» на 2010-2012 гг.



| Период регулирования         | Физические параметры ИПР               |               | Итого за счет регулируемых тарифов, тыс. руб. | Источники финансирования, тыс. руб. без НДС               |   |                         |
|------------------------------|--|---------------|---|---|---|-------------------------|
|                              | Вводимая мощность, протяженность сетей |               |   | За счет регулируемых тарифов (Амортизация отчетного года) | За счет регулируемых тарифов по присоединению | За счет иных источников |
|                              | МВА                                    | км            |   |   |   |                         |
| <b>2010 год</b>              | 4,66                                   | 46,292        | 596 601                                       | 554 000   | 12 454  | 30 147                  |
| <b>2011 год</b>              | 13,01                                  | 92,719        | 820 000                                       | 820 000   | 0   | 0                       |
| <b>2012 год</b>              | 158,87                                 | 161,87        | 1 332 000                                     | 1 332 000   | 0   | 0                       |
| <b>ИТОГО за 2010-2012 гг</b> | <b>176,54</b>                          | <b>300,88</b> | <b>2 748 601</b>                              | <b>2 706 000</b>  | <b>12 454</b>                                 | <b>30 147</b>           |

# Перспективное развитие региона в результате реализации инвестиционной программы 2010-2012 гг.



| Наименование объекта                                | Основные параметры ИПР |  |        | Объем работ   | Необходимость реализации проекта   |
|---|------------------------|--|--------|---|--|
|   | Объем КВЛ, тыс. руб.   | Вводимая мощность, протяженность сетей |        |   |  |
|   |                        | МВА                                    | км     |   |  |
| Расширение просек под ВЛ 35-110 кВ                  | 43 354                 | 0                                      | 0      | Расширение просек в объеме 343,51 га  | Повышение надежности электроснабжения потребителей,  |
| Реконструкция ВЛ 110 кВ Старорусская, Шимская1      | 125 960                | 0,00                                   | 16,20  | Замена провода АС-120 на АС 240 - 16,2 км   | 1. Надежность электроснабжения ответственных потребителей;<br>2. Увеличение пропускной способности по сети 110 кВ транзита Новгород - Ст.Русса - Холм - Псковэнерго. |
| Реконструкция ВЛ 10-0,4 кВ филиала "Новгородэнерго" | 422 781                | 7,94                                   | 277,77 | 1. Замена неизолированного провода на СИП 277,77 км.<br>2. замена и установка дополнительных опор<br>3. замена и установка КТП общей мощностью 7,94 МВА | Надежность электроснабжения потребителей Новгородской области  |





# Перспективное развитие региона в результате реализации инвестиционной программы 2010-2012 гг. (Продолжение)



| Наименование объекта                           | Основные параметры ИПР |  |      | Объем работ   | Необходимость реализации проекта   |
|--|------------------------|--|------|---|--|
|  | Объем КВЛ, тыс. руб.   | Вводимая мощность, протяженность сетей |      |   |  |
|  |                        | МВА                                    | км   |   |  |
| Реконструкция ПС 110/10 кВ «Савино»            | 164 295                | 12,60                                  | 0,00 | Замена физически изношенного оборудования подстанции, с увеличением трансформаторной мощности на 7,6 МВА    | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность подключения дополнительной мощности;</li> <li>2. Возможность выдачи максимальной мощности в аварийном режиме</li> <li>3. Развитие и повышение надежности Новгородского района</li> </ol>   |
| Реконструкция ПС 110/6 кВ "Антоново"           | 149 280                | 80,00                                  | 0,00 | Замена 2-х трансформаторов на трансформаторы большей мощностью, с увеличением мощности подстанции на 30 МВА | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность подключения дополнительной мощности;</li> <li>2. Возможность выдачи мощности в ремонтном и аварийном режимах.</li> <li>3. Повышение надежности потребителей Торговой стороны Великого Новгорода</li> </ol>                       |
| Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС 110/10 кВ «Киприя» | 112 423                | 12,60                                  | 0,00 | Замена физически изношенного оборудования подстанции, с увеличением трансформаторной мощности на 7,6 МВА    | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность подключения дополнительной мощности;</li> <li>2. Возможность выдачи максимальной мощности в аварийном режиме;</li> <li>3. Развитие Северо-восточного части региона, повышение надежности ООО "Батлттранснефтепродукт"</li> </ol> |

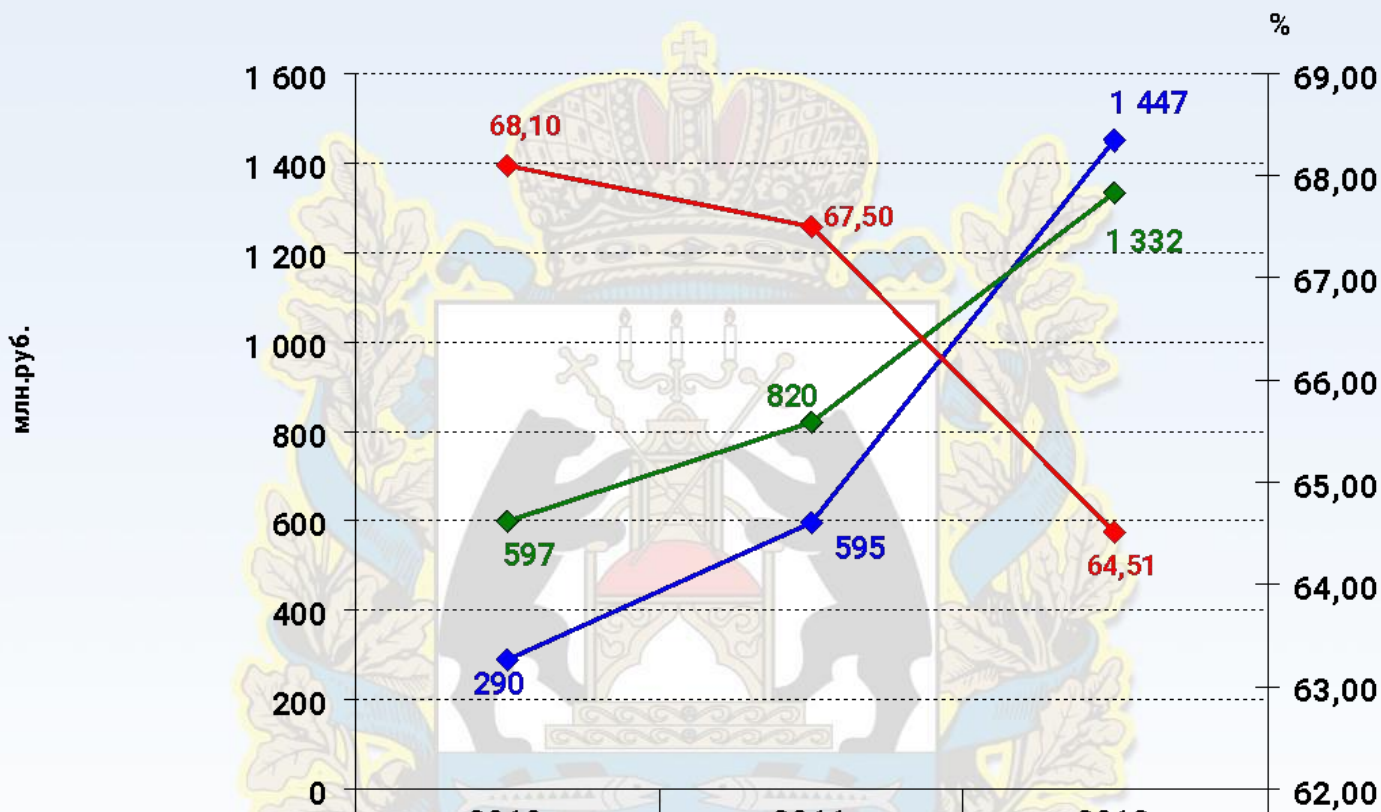
# Перспективное развитие региона в результате реализации инвестиционной программы 2010-2012 гг. (Продолжение)



| Наименование объекта   | Основные параметры ИПР |  |      | Объем работ  | Необходимость реализации проекта   |
|--|------------------------|--|------|--|--|
|  | Объем КВЛ, тыс. руб.   | Вводимая мощность, протяженность сетей |      |  |  |
|  |                        | МВА                                    | км   |  |  |
| Реконструкция ПС - 110/10 кВ "Парфино"   | 425 973                | 20,00                                  | 0,00 | Замена физически изношенного оборудования подстанции, с увеличением трансформаторной мощности на 3,7 МВА   | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность подключения дополнительной мощности;</li> <li>2. Возможность выдачи максимальной мощности в аварийном режиме</li> <li>3. Развитие Южной части Новгородской области, обеспечение надежности потребителей Парфинского района</li> </ol>  |
| 110/35/6 кВ «Огнеупоры»<br>Реконструкция ОРУ-110 кВ изменение ПС с отпаечной на проходную. | 118 791                | 40,00                                  | 0,00 | Замена физически изношенного оборудования подстанции, с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА (первый этап-замена одного трансформатора) | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность подключения дополнительной мощности;</li> <li>2. Возможность выдачи максимальной мощности в аварийном режиме;</li> <li>3. Развитие г. Боровичи Новгородской области, обеспечение надежности социально значимых объектов г. Боровичи, Боровичского комбината Огнеупоров.</li> </ol> |



# Прогноз изменения % износа основных средств при реализации ИПР 2010-2015 гг.



|                          | 2010  | 2011  | 2012  |
|--------------------------|-------|-------|-------|
| ◆ Ввод основных фондов   | 290   | 595   | 1 447 |
| ◆ Объем капиталовложений | 597   | 820   | 1 332 |
| ◆ % износа               | 68,10 | 67,50 | 64,51 |





- Необходим документ по плановым показателям реализации инвестиционной программы, в том числе по показателям энергоэффективности, которые должны быть унифицированы для всех субъектов федерации (п.13 б Постановление Правительства РФ № 977 от 1 декабря 2009 г. «Об инвестиционных программах электроэнергетики»).
- Необходимо решение, однозначным образом трактующее п. 23 вышеназванного постановления о корректировке инвестиционной программы, подтверждающее, что 15 % отклонений программы, для которых не требуется согласование с органами исполнительной власти, считаются от годовой суммы, а не по каждому проекту, и без учёта расходов по технологическому присоединению, с возможностью изменения перечня объектов.
- Обоснованность доходности на «старый» инвестированный капитал в методике RAB.
- Возможность подачи корректировки НВВ в первый год долгосрочного периода на последующие года, не дожидаясь результатов первого года. Особенно это касается выпадающих доходов по предыдущему 2009 г.( в части свободных цен на покупку потерь и и снижения объемов реализации)
- Необходимость принятия решения о регулируемых ценах на покупку электроэнергии в целях компенсации потерь в условиях полной либерализации рынка электроэнергии.
- Целесообразность применения метода долгосрочной индексации в целях реализации закона «Об энергоэффективности» в части перехода на долгосрочные тарифы для ТСО (не АО-энерго).





**СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!**

