

Государственное регулирование тарифов с
применением метода доходности инвестированного
капитала (RAB)

Сасим Сергей Вячеславович

Г. Великий Новгород

Апрель 2010г.



Нормативная база РАВ-регулирования

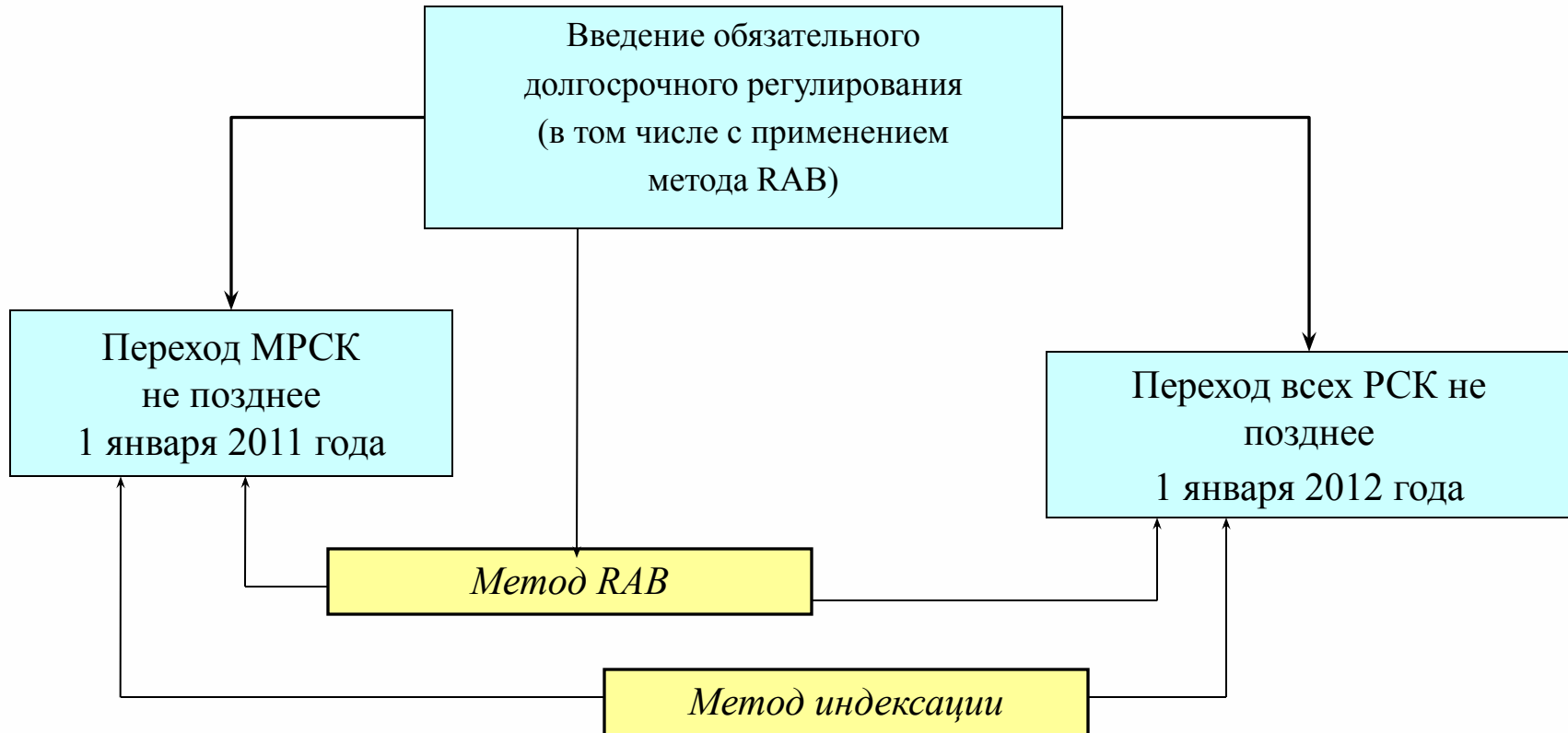
НМА, действующие в настоящее время:

- Основы ценообразования (Постановление Правительства РФ №109 от 26.02.2004)
- Порядок согласования перехода на регулирование методом РАВ (Приказ ФСТ России от 2 сентября 2008 г. N 192-э/4)
- Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала (Приказ ФСТ России №231-э от 26.06.08), в т.ч.:
 - Правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения из учета
 - Правила расчета нормы доходности инвестированного капитала
- Утвержденная норма доходности на капитал (Приказ ФСТ России от 15 августа 2008 г. N 152-э/15)

НМА, планируемые к разработке:

- Планируется внесение изменений в Методические указания
- Методические указания по расчету надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) (проект опубликован на сайте Минэнерго)
- Методические указания по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, обеспечивающих соответствие НВВ регулируемых организаций уровню надежности и качества реализуемых товаров (услуг)

Федеральный закон № 261-ФЗ от 23.11.2009 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности», распоряжение Правительства РФ № 30-р



Регулирование тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением долгосрочных параметров регулирования (в том числе с применением метода RAB)



с 01.01.2009г.



с 01.01.2010г.



с 01.07.2010г.



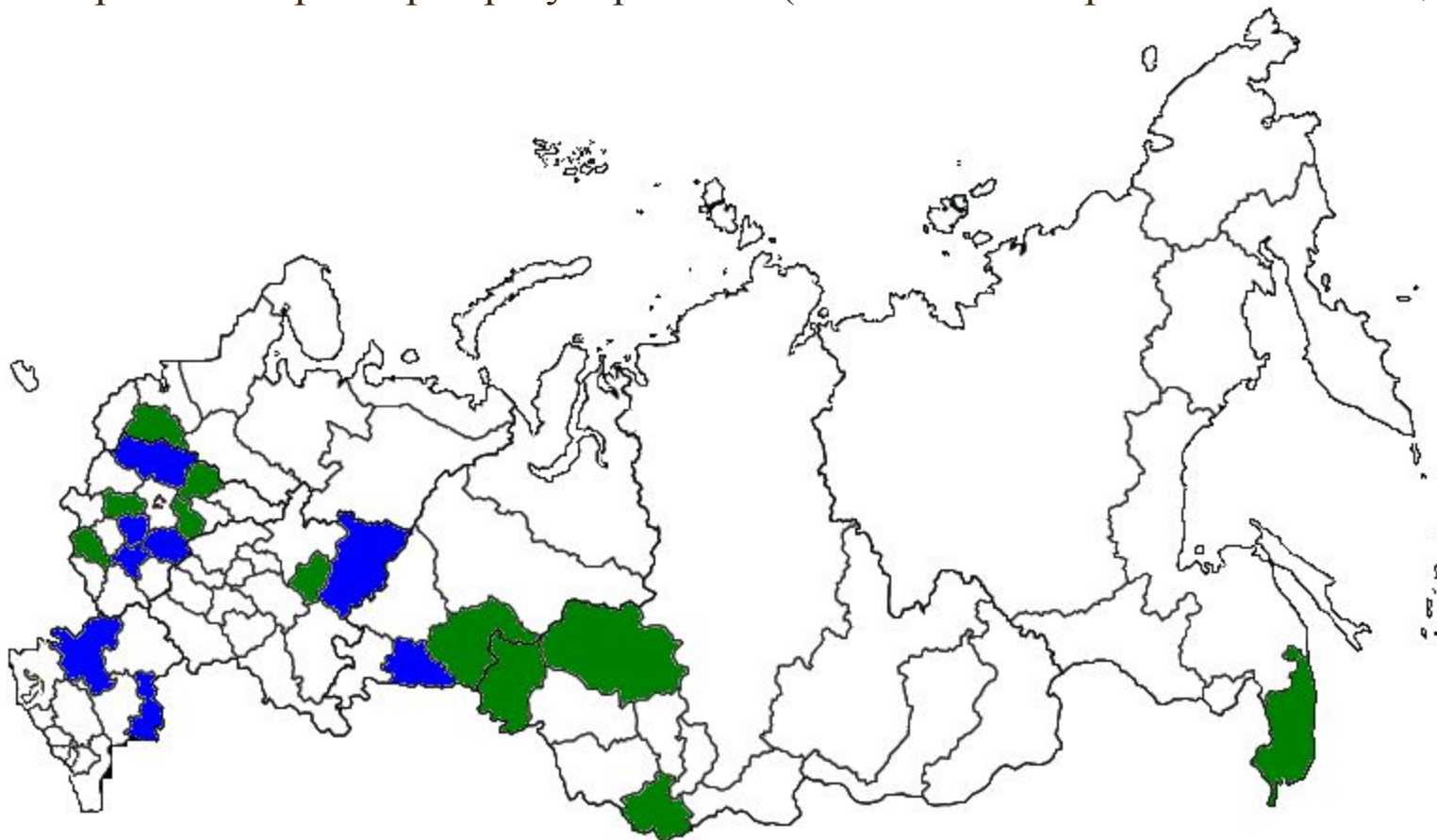
с 01.01.2011г.



Регионы, в которых не функционирует ОАО «Холдинг МРСК»



Регулирование тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением долгосрочных параметров регулирования (в том числе с применением метода RAB)



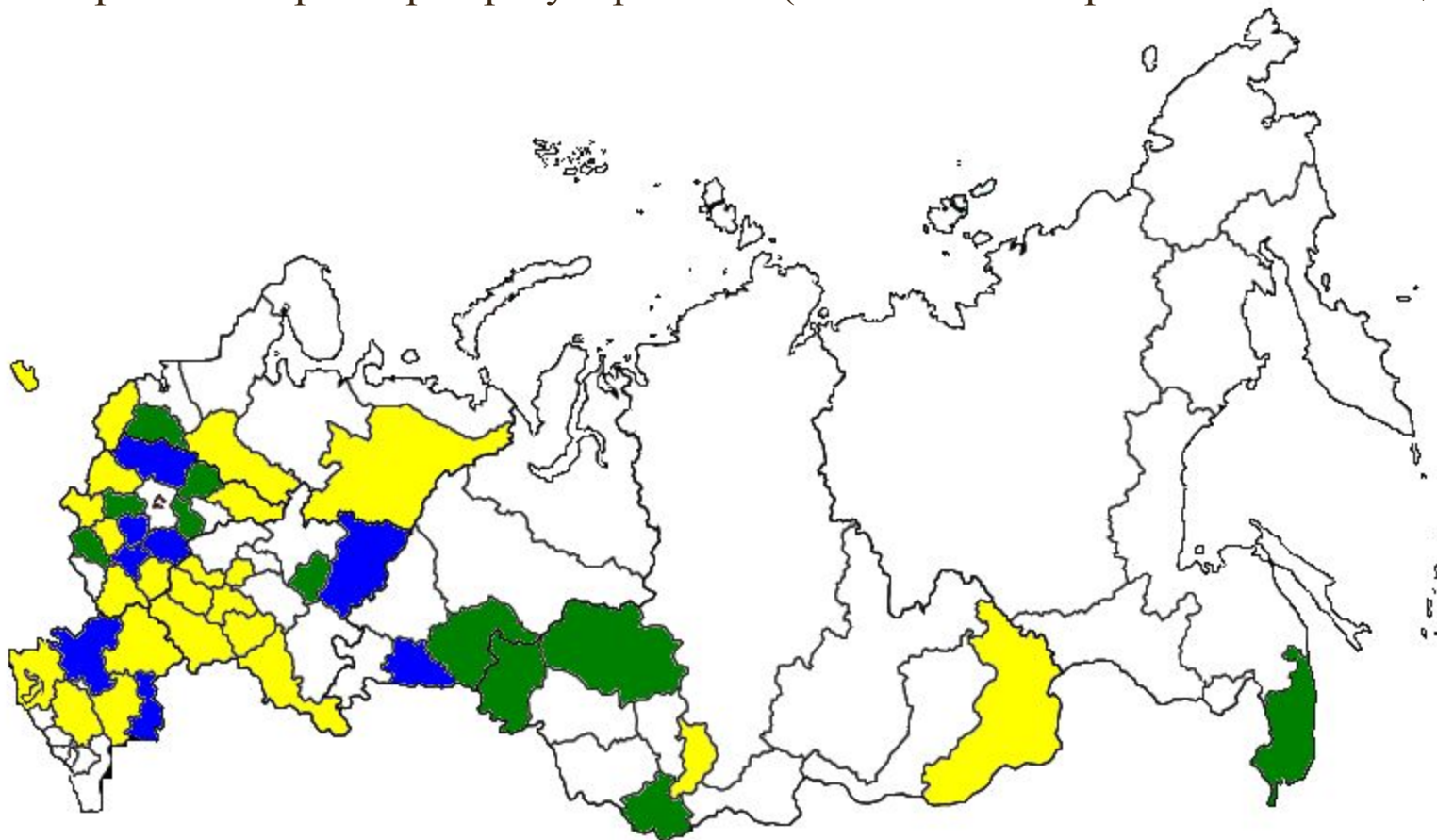
■ с 01.01.2009г.
■ с 01.01.2010г.

■ с 01.07.2010г.
■ с 01.01.2011г.

■ Регионы, в которых не функционирует ОАО «Холдинг МРСК»



Регулирование тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением долгосрочных параметров регулирования (в том числе с применением метода RAB)



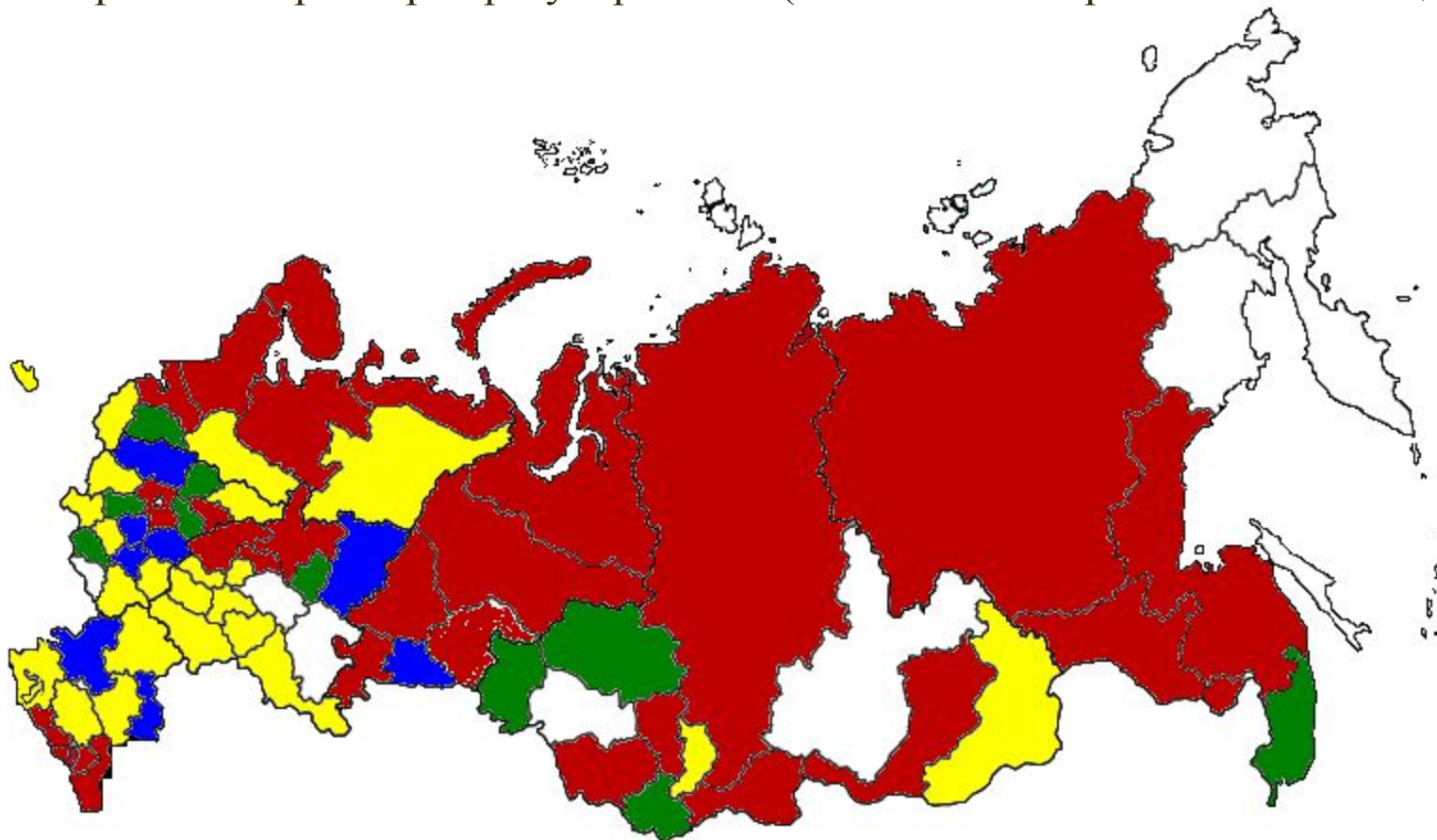
с 01.01.2009г.
с 01.01.2010г.

с 01.07.2010г.
с 01.01.2011г.

Регионы, в которых не функционирует ОАО «Холдинг МРСК»



Регулирование тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением долгосрочных параметров регулирования (в том числе с применением метода RAB)



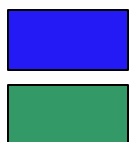
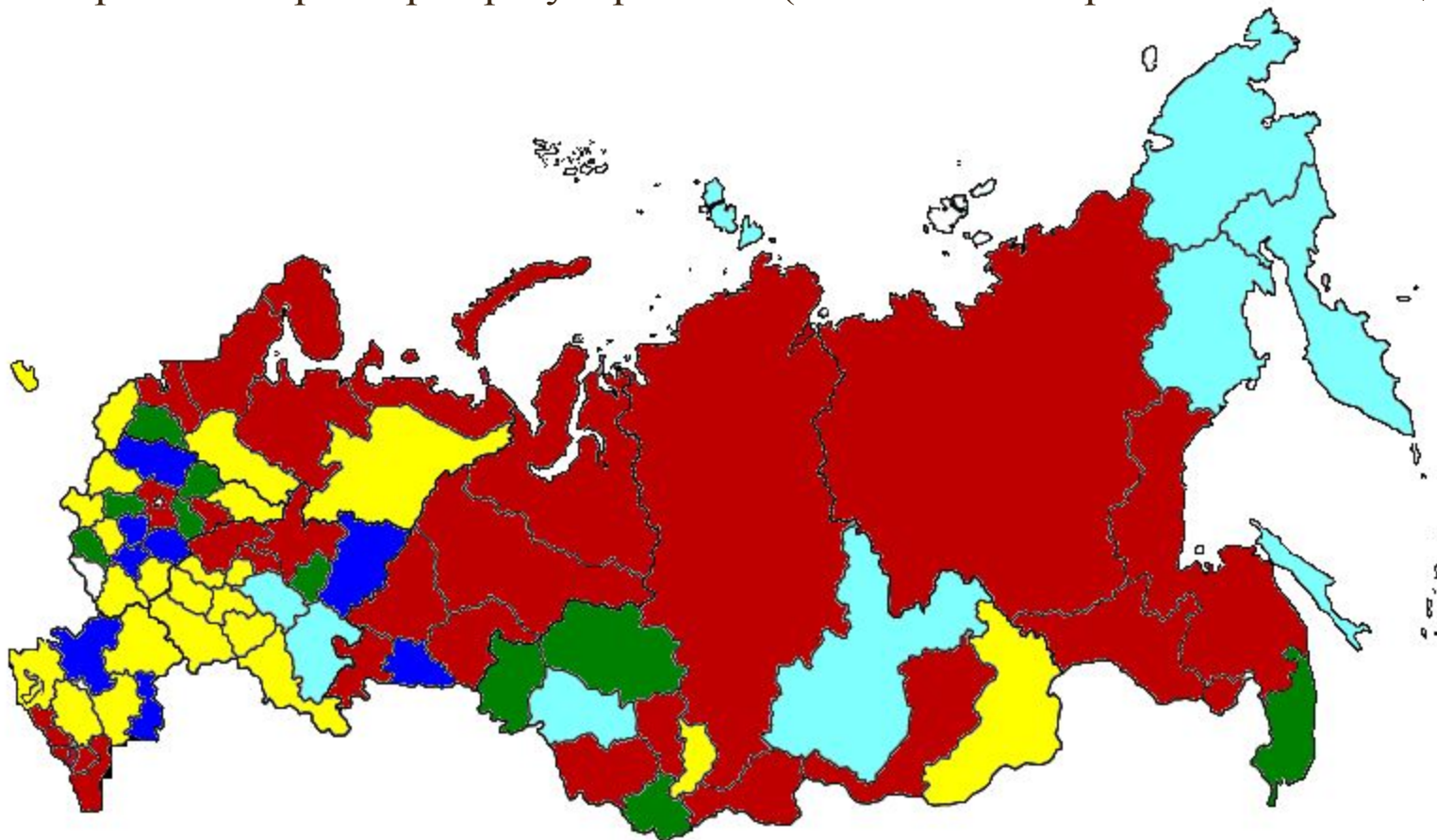
с 01.01.2009г.
с 01.01.2010г.

с 01.07.2010г.
с 01.01.2011г.

Регионы, в которых не функционирует ОАО «Холдинг МРСК»



Регулирование тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением долгосрочных параметров регулирования (в том числе с применением метода RAB)



с 01.01.2009г.

с 01.01.2010г.



с 01.07.2010г.



с 01.01.2011г.



с 01.01.2012



Необходимые условия для внедрения RAB. Порядок перехода RAB. Полномочия органов власти



Согласование инвестиционных программ субъектов электроэнергетики (ПП 977)

Инвестиционная программа субъекта электроэнергетики

До 15 марта года, предшествующего периоду реализации инвестпрограммы

Министерство энергетики РФ,
МЭР России, Минфин России,
Минпромторг России, ФАС России,
ФСТ России, ГК «Росатом»

Строительство объекта генерации
установленной мощностью 50 МВт и
более

Строительство (реконструкция,
модернизация, тех. перевооружение)
сетей напряжением 220кВ и выше

Строительство объектов ЕНЭС

Финансирование из бюджета РФ

ЛЭП > 110кВ

Системный
оператор

Органы исполнительной
власти субъекта РФ

Доля субъекта РФ в уставном капитале
составляет 50% и более

Строительство ЛЭП напряжением
ниже 220кВ

Финансирование из бюджета субъекта
РФ

Утверждение инвестпрограммы до 15 августа года, предшествующего году
реализации инвестиционных проектов

Продление договоров «последней мили»

- + Возможность перераспределения бремени перекрестного субсидирования
- + Сдерживание роста тарифов на услуги по передаче по сетям РСК, связанного со снижением объема услуг
- + Временная социальная стабильность в регионе

- Данная конструкция договорных отношений является «временной мерой»
- Риски расторжения договоров «последней мили» по решению суда
- Не позволяет снизить бремя перекрестного субсидирования
- Неконкурентоспособность тарифов РСК, замедление темпов развития сетей РСК
- Позволяет бездействовать «регуляторам» и избежать ответственности органам исполнительной власти субъектов РСК

ФСК в «котел»

- + Легализация применения различных тарифов на услуги по передаче электроэнергии по ЕНЭС для потребителей-субъектов ОРЭМ и РСК
- + Не требуется внесения изменений в 35-ФЗ (изменения постановлений Правительства РФ №861, №109, методики расчета тарифов на услуги ФСК), методику №20-э/2
- + Позволяет компенсировать часть расходов РСК и сгладить резкий рост тарифов для потребителей РСК
- + Содержит механизмы поэтапного снижения финансовой нагрузки на потребителей- субъектов ОРЭМ, технологически присоединенных к объектам «последней мили»
- + Возможность региональных органов исполнительной власти влиять на темпы снижения указанной финансовой нагрузки
- + Снижение судебных рисков

- Риски неисполнения заданных параметров снижения финансовой нагрузки на потребителей- субъектов ОРЭМ, технологически присоединенных к объектам «последней мили»
- Отсутствие прозрачности и влияние региональных факторов на величину тарифов ФСК, возникновение ситуации, когда плательщиком по индивидуальным тарифам будет являться ОАО «ФСК ЕЭС»

Передача электросетевых объектов напряжения 220кВт и выше в собственность РСК

- + Решение проблемы договоров «последней мили»

- Необходимость внесения изменений в 35-ФЗ, 36-ФЗ, постановление Правительства о критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к ЕНЭС № 41
- Создание предпосылок для двойного учета затрат в связи с их включением в НВВ РСК, невозможностью их исключения из НВВ ФСК (РАВ)

Метод доходности инвестированного капитала (достоинства и сложности)

Преимущества метода RAB

Стимулирование привлечения инвестиций

Повышение капитализации регулируемых организаций

Повышение качества стратегического планирования деятельности организаций

Возможность перераспределения валовой выручки

Экономическая мотивация снижения издержек

Отсутствие контроля РРО за использованием прибыли

Сложности метода RAB

Необходимость разработки и согласования в установленном порядке долгосрочной инвестиционной программы

Необходимость проведения независимой оценки активов

Необходимость ведения учета инвестированного капитала

Неустановление регулирующим органом долгосрочных параметров регулирования

Изменение нормативной правовой базы ценообразования на услуги по передаче электрической энергии

Внесение изменений в Основы ценообразования

Повышение ответственности РСК за исполнение инвестпрограмм

Возможность переходить на метод RAB в течение текущего года

Возможность применения пятилетнего долгосрочного периода с начала регулирования методом RAB, а также «3+2»

Ограничение величины сглаживания 5% от НВВ

Внесение дополнений в Методические указания по индексации

Исполнение Федерального закона «Об энергоэффективности...» в части перехода всех сетей на долгосрочное тарифообразование

Наличие сетевых организаций, владеющих имуществом исключительно на правах аренды

Отсутствие по ряду регионов программ перспективного развития

Несоответствие инвесткапитала компаний оптимальной структуре инвестированного капитала

Методология долгосрочного тарифного регулирования (без применения метода RAB)

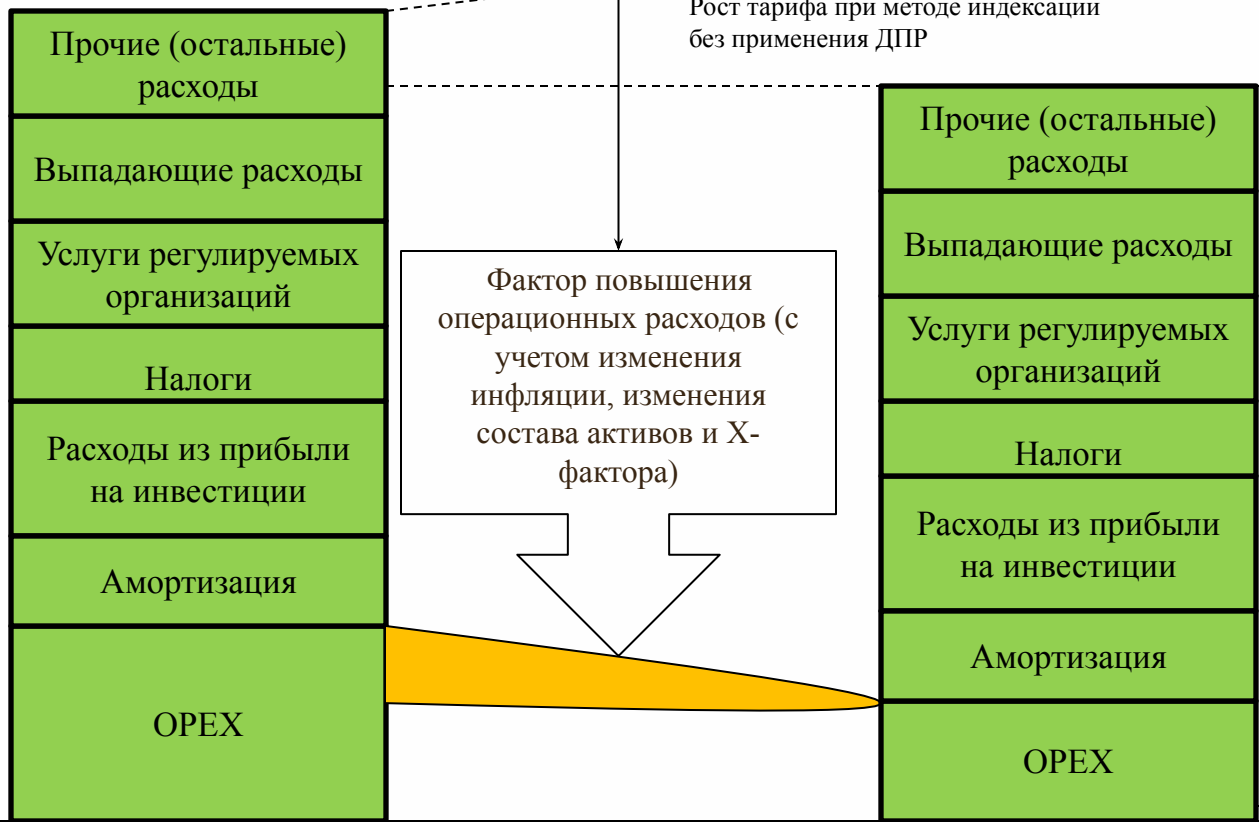
$$T_i^{nep} = \left(T_i^{nep} + d_{OPEX_{i0}} \cdot I_i \cdot \left(1 + K_{эл} \cdot \frac{ye_i - ye_{i-1}}{ye_i} \right) \cdot (1 - X_i) + dA_i + dM_{i-1} + dN_i + dP_i + dB_i + dO_{i_i} \right) \cdot \frac{N_{i-1}}{N_i} \cdot K_{над}$$

Рост тарифа при методе индексации без применения ДПР

Выигрыш потребителя

Фактор повышения операционных расходов (с учетом изменения инфляции, изменения состава активов и X-фактора)

Зависимость тарифа от показателей качества и надежности



i

i+1

Методология долгосрочного тарифного регулирования (без применения метода RAB)

$$T_i^{nep} = \left(T_{i-1}^{nep} + d_{OPEX_i} + dA_i + dM_{i-1} + dH_i + dP_i + dB_i + dO_{ii} \right) \cdot \frac{N_{i-1}}{N_i} \cdot K_{над}$$

$$d_{OPEXi} = d_{OPEXi-1} \cdot I_i \cdot \left(1 + 0,75 \cdot \frac{ye_i - ye_{i-1}}{ye_{i-1}} \right) \cdot (1 - X_i)$$

Удельная стоимость операционных расходов регулируемой организации

dA_i Удельная величина амортизационных отчислений

dM_{i-1} Удельная величина расходов, связанных с осуществлением инвестиционной программы

dH_i Удельная величина налоговых отчислений

dP_i Удельная величина расходов, связанных с оплатой услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность

dB_i Удельная величина выпадающих расходов

dO_{ii} Удельная величина прочих расходов

$K_{над}$ Коэффициент, приводящий уровень регулируемого тарифа в соответствие установленному уровню качества и надежности

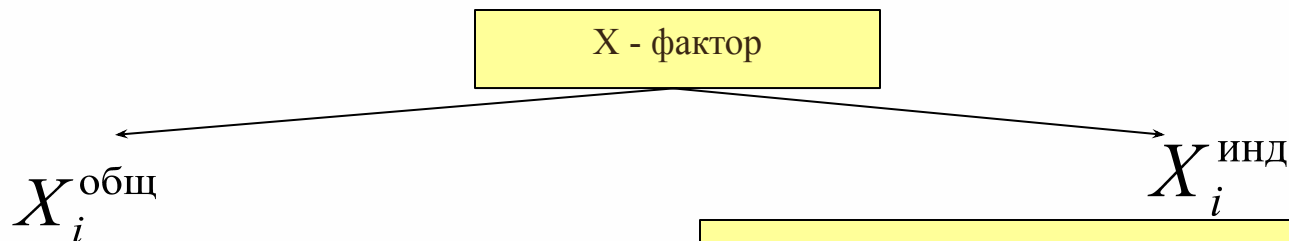
X_i Фактор повышения эффективности операционных расходов

Удельная величина расходов определяется следующим образом

$$d_{расх_i} = \frac{Расх_i - Расх_{i-1}}{N_{i-1}}$$

Особенности определения X-фактора

$$X_i = X_i^{\text{общ}} + X_i^{\text{инд}}$$



Генеральный фактор повышения эффективности операционных расходов, - определяет общий тренд снижения операционных расходов

Утверждается ФСТ России

Индивидуальный фактор повышения эффективности операционных расходов, - формирует индивидуальное снижение операционных расходов компании в зависимости от группы объективных показателей

Утверждается РЭКами + ФСТ России

Особенности определения X-фактора

Индивидуальный X-фактор определяется на основе сравнения величины операционных расходов каждой сетевой организации с «эталонным» уровнем расходов

$$X_i^{\text{инд}} = \max \left(0; \frac{OPEX_i^{\text{PCK}} - OPEX_i^{\text{эмPCK}}}{OPEX_i^{\text{PCK}}} \right)$$

Для определения «эталонной» величины операционных расходов определяются объективные факторы, влияющие на размер OPEX

X_1 – Соотношение средней и максимальной нагрузки
 X_2 – Количество точек учета
 X_3 – Плотность нагрузки
 X_4 – Количество условных единиц
 X_5 – Количество подстанций (с учетом структуры по уровням напряжения)
 X_6 – Протяженность ВЛЭП и КЛЭП и их структура по уровням напряжения
 X_7 – Средний уровень оплаты труда в регионе
 X_9 – Региональные коэффициенты удорожания

$$OPEX_i^{\text{эмPCK}} = \sum_{i=1}^9 a_i \cdot X_i + b$$

Определение «эталонной» величины OPEX производится путем проведения корреляционного анализа для выявления зависимости OPEX сетевых компаний от выявленных факторов

x_1, x_2, \dots, x_n – объективные факторы, влияющие на величину операционных расходов компании
 a_1, a_2, \dots, a_n – усредненные коэффициенты, отражающие зависимость OPEX от данных факторов, определяемые методами корреляционного анализа (метод наименьших квадратов, стохастическая кривая и т.д.)
 b – свободный член уравнения регрессии, позволяющего сформировать оптимальный уровень операционных расходов сетевой компании.

Проблема отмены ПТП с 1 января 2011 года

В соответствии с Федеральным законом об электроэнергетике

