

# ***Методология оплаты услуг по транзиту электрической энергии в странах с переходной экономикой***

**Секретариат Энергетической Хартии**

**Координационно-диспетчерский центр  
«Энергия»**

**Октябрь 2013**

# Введение

- Настоящая работа инициирована СЭХ и КДЦ «Энергия» в рамках подготовки к проведению 9-й встречи Целевой Рабочей Группы по региональному энергетическому сотрудничеству между странами Центральной и Южной Азии, 7 октября 2013г., г.Астана (Казахстан).
- Целью работы является предложить энергосистемам, входящим в Объединенную энергосистему Центральной Азии, новую методологию по транзиту электроэнергии, базирующуюся на передовом мировом опыте.
- Исследование выполнено для действующей схемы ОЭС ЦА, но может быть полезно и для других энергообъединений стран с переходной экономикой и рекомендовано для практического применения.

# Существующее положение

**На сегодняшний день в Объединённую энергосистему Центральной Азии входят:**

- *Узбекская Энергосистема*
- *Кыргызская Энергосистема*
- *Южная часть Энергосистемы Казахстана.*

# Карта-схема основных эл.сетей 220 - 500 кВ ОЭС Центральной Азии с перспективой до 2020 г.



## Существующие проблемы в ОЭС ЦА

- При обеспечении условий параллельной работы между энергосистемами могут возникать т.н. внеплановые перетоки, не предусмотренные заключенными договорами.
- Внеплановые перетоки неизбежны при параллельной работе энергосистем и приводят к трениям во взаимоотношениях между ними.
- Для урегулирования внеплановых перетоков необходимо разработать и внедрить регламенты, положения, правила работы и другие нормативно-технические документы.
- Из всего этого спектра вопросов настоящее исследование предоставляет механизм решения вопросов, связанных с транзитом электроэнергии, в т.ч. при внеплановых перетоках.

## Существующие проблемы в ОЭС ЦА

- Действующая с 2000-го года Методика по расчету транзитов в ОЭС Центральной Азии и Юга Казахстана не охватывает все возможные случаи транзитов и иногда является препятствием для своевременного и правильного заключения контрактов.
- В Методике используются условно принятые транзитные маршруты, которые не отражают реальное потокораспределение.
- В расчетах используются сальдированные величины экспортных и импортных перетоков, что искажает объемы транзитов.
- Методика учитывает существующую конфигурацию сети ОЭС ЦА с единственным кольцом 500 кВ. При появлении в ближайшем будущем многокольцевых схем методика становится неадекватной и неприменимой.

В связи с изложенным имеется необходимость разработки новой методики по транзиту.

## Обзор Методик по транзиту

1. Проект Методических указаний БРЭЛЛ по расчету стоимости услуг по транзиту электрической энергии в Электрическом Кольце «Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва» (проект БРЭЛЛ):

- методика представляет собой начальный вариант европейской ИТС-модели, которая в свою очередь была неоднократно переработана и далеко ушла вперед;
- методика не принята из-за отказа белорусской энергосистемы;
- практического применения не получила.

Исходя из этого брать методику БРЭЛЛ для основы дальнейшего рассмотрения не имеет смысла.

## Обзор Методик по транзиту

2. Проект Методологии расчета тарифов на услуги по транзиту российской электрической энергии по электрическим сетям энергосистемы Беларуси (проект Белэнерго):

- носит частный характер (транзит российской энергии через белорусские сети);
- не получил поддержки у участников БРЭЛЛ;
- не получил практического применения.

Не может служить в качестве базовой модели для дальнейшего рассмотрения.

## Обзор Методик по транзиту

3. Методика расчетов оплаты услуг по передаче и транзиту электрической энергии в объединении государств-участников СНГ (проект Исполкома ЭЭС СНГ):

- в методике пытались учесть все нюансы довольно сложного процесса распределения транзитных потоков и всех сопряженных с ним вопросов;
- механизм расчетов громоздкий, сложный и непрозрачный;
- методика не получила практического применения.

Не может служить в качестве базовой модели для дальнейшего рассмотрения.

## Обзор Методик по транзиту

4. Действующая ИТС-модель (inter transmission compensation – компенсация межсистемных перетоков - КМП) ETSO (Европейская Ассоциация СО):

- успешно применяется в энергообъединении Европы;
- дает адекватные результаты;
- проста и прозрачна;
- учитывает влияние транзита на потери;
- достаточно гибка, легко усовершенствуется.

Предлагается выбрать для адаптации к условиям функционирования ОЭС ЦА.

## Обзор Методик по транзиту

Дополнительные положительные моменты ИТС-модели по сравнению с методикой ОЭС ЦА:

- в модели учитывается конфигурация реальной транзитной сети, а не условно принятые маршруты;
- нет необходимости вычислять коэффициенты распределения в сетях сложной конфигурации;
- используются фактические экспортные и импортные перетоки, а не их сальдо;
- учитываются не только транзитные потоки, но и загрузка сетей собственными перетоками;
- учитывается влияние транзита на потери в сетях.

## Краткие сведения об ИТС-модели ЕТSО

- ИТС-модель (inter-TSO compensation for transit) предназначена для компенсации издержек при трансграничных транзитных перетоках.
- Модель была разработана на основе принятия ИТС Соглашения между странами ЕТSО, была введена в 2002 году.
- Модель прозрачна, т.е. понятна и может быть проверена участниками.
- Она также достаточно гибка для дальнейшего развития.

## Краткие сведения об ИТС-модели ЕТSO

Модель является двухступенчатой:

- определяется финансируемый системными операторами **фонд** (FF) и доля каждого системного оператора в этом фонде на основе его долевого участия в транзитных перетоках («**взносы**» энергосистем).
- рассчитывается **компенсация** для каждого системного оператора, также на основе его долевого участия.
- разность между взносами и компенсацией характеризует энергосистему как продавца (+) или покупателя (-) услуг по транзиту.

Далее приводится порядок расчетов.

- Составляется «горизонтальная сеть», в которую входят только те сети, которые участвуют в транзите



- Каждая страна представляет данные о величине транзитных потоков, определяемой на почасовой основе по счетчикам и суммируемой за год
- Объемы транзитных потоков корректируются для стран, которые торгуют «узкими» сечениями на аукционах
- Расчетным способом определяют влияние транзитных потоков на потери в сетях страны (сравнивают режим с транзитом и псевдорежим без транзита, т.н. WWT-расчеты – with & without transit )
- Определяют в денежном выражении размер компенсации потерь, исходя из внутреннего тарифа на покупку потерь

	Транзитные объемы до корректировки	Снижение транзитных объемов*	Транзитные объемы после корректировки T <sub>i</sub>	Влияние транзита на объемы потерь	Стоимость потерь (тариф, установленный НОР)	Компенсация потерь	
Стороны КМП	(МВтч)	(МВтч)	(МВтч)	(МВтч)	(Евро/МВтч)	(млн. Евро)	
Албания / AL	203 361	0	203 361	-561	3	-0.002	
Австрия / AT	13 136 035	0	13 136 035	163 921	58.97	9.666	
Бельгия / BE	7 646 003	0	7 646 003	62 115	51.23	3.182	
Босния / BA	4 374 374	0	4 374 374	56 351	35.89	2.022	
Болгария / BG	1 445 446	0	1 445 446	18 268	47.03	0.859	
Хорватия / HR	832 822	0	6 832 822	52 011	60	3.121	
Чешия / CZ	686 470	0	9 686 470	17 646	61.56	1.086	
Дания / DK	002 457	0	7 002 457	107 053	57.77	6.184	
Финляндия / FI	615 136	0	4 615 136	236 971	46.13	10.931	
Франция / FR	298 534	183 731	8 114 803	143 724	62.35	8.961	
Германия / DE	410 095	30 906	36 379 189	436 280	51.84	22.617	
Великобритания / GB	526 943	0	1 526 943	-17 420	52.18	-0.909	
Греция / GR	833 135	0	3 833 135	69 850	0	0.000	
Венгрия / HU	951 179	0	7 951 179	39 703	52.74	2.094	
Ирландия / IE	8 713	0	8 713	-285	56.12	-0.016	
Италия / IT	075 829	190	1 075 639	-1 235	66.7	-0.082	
Эстония / EE	511 840	0	1 511 840	26 039	29.4	0.766	
Латвия / LV	2	Влияние транзита на потери			20 476	53.93	1.104
Литва / LT	1	определяется как разность потерь $\Delta P$ в			7 533	49.58	0.373
Люксембург / LU		двух режимах энергосистемы страны: с			0	54.11	0.000
Македония / MK	1	транзитом и без транзита через нее.			5 564	38.89	0.216
Черногория / ME	1	Делается 72 расчета за год, на основе			12 544	47.75	0.599
Голландия / NL	10	которых определяются объемы потерь			35 194	55	1.936
Сев. Ирландия / NI		год. Оплата за $\Delta P$ производится по			6 431	56.12	0.361
Норвегия / NO	1	тарифу, установленному внутри страны			57 783	46.92	2.711
Польша / PL	6	за транспортировку эл. энергии.			74 046	49.8	3.687
Португалия / PT	2				10 291	46.6	0.480
Румыния / RO	2				28 693	48.9	-1.403
Сербия / RS	5				67 179	44.1	2.963
Словакия / SK	9				48 795	55.96	2.731
Словения / SI	6				20 504	56.32	1.155
Испания / ES	6 555 189	0	6 555 189	57 263	45.52	3.062	
Швеция / SE	12 444 421	0	12 444 421	283 885	56.32	15.988	
Швейцария / CH	27 197 605	8 667 006	18 530 599	283 293	65.21	18.474	
<b>ВСЕГО</b>	<b>214 489 872</b>	<b>8 881 833</b>	<b>205 608 041</b>	<b>2 382 517</b>	<b>Н/А</b>	<b>124.918</b>	

Перерасчет делается для тех стран, которые торгуют "узкими" сечениями на аукционах и уже что-то заработали на транзите через эти сечения.

Влияние транзита на потери определяется как разность потерь  $\Delta P$  в двух режимах энергосистемы страны: с транзитом и без транзита через нее. Делается 72 расчета за год, на основе которых определяются объемы потерь год. Оплата за  $\Delta P$  производится по тарифу, установленному внутри страны за транспортировку эл. энергии.

- Определяют:

- коэффициенты транзита

$$(TF) = \left[ \frac{T_i}{\sum T_i} \right]$$

- коэффициенты загрузки, которые учитывают загрузку сети собственными перетоками

$$(LF) = \frac{\left[ \frac{T_i}{(T_i + L_i)} \right] * \left[ \frac{T_i}{\sum T_i} \right]}{\sum^i \left[ \frac{T_i}{(T_i + L_i)} \right] * \left[ \frac{T_i}{\sum T_i} \right]}$$

- Определяют долю каждой страны в общей сумме, принятой на уровне ETSO для компенсации использования транзитной инфраструктуры: на 2012 год принята компромиссная величина **100** млн. Евро. Для справки данные по годам с 2002 по 2011:

185    236   343    368    395    380 (2007)    205 (2011)

- 100 = 75 + 25

- 75 – компенсация с учетом коэффициента транзита

- 25 – компенсация с учетом коэффициента загрузки

	Транзитные объемы после корректировки T <sub>i</sub> (из табл.2)	Кoeffи- циент транзита, T <sub>i</sub> ----- ΣT <sub>i</sub>	Компенсация с учетом коэф-та транзита	Собственная загрузка сети*	Собственная загрузка сети L <sub>i</sub>	Сумма транзита и загрузки + L <sub>i</sub>	Кoeff-т загрузки T <sub>i</sub> / T <sub>i</sub> ----- * ----- (T <sub>i</sub> +L <sub>i</sub> ) ΣT <sub>i</sub>	Доля i-того фактора загрузки от общего фактора загрузки	Компенса- ция с учетом коэф-та загрузки	Всего компенсация за инфрастр. объекты
Стороны КМП	(МВтч)	-	(млн. Евро)	(ГВтч)	(МВтч)	(МВтч)	-	-	(млн. Евро)	(млн. Евро)
Албания / AL	203 361	0.000989	<b>0.074</b>	6 250	6 250 000	6 453 361	0.00000235	0.0001749	<b>0.004</b>	<b>0.079</b>
Австрия / AT	13 136 035	0.063889	<b>4.792</b>	23 083	23 083 000	36 219 035	0.00174483	0.1300250	<b>3.251</b>	<b>8.042</b>
Бельгия / BE	7 646 003	0.037187	<b>2.789</b>	73 731	73 731 000	81 377 003	0.00026311	0.0196066	<b>0.490</b>	<b>3.279</b>
Босния / BA	4 374 374	0.021275	<b>1.596</b>	10 786	10 786 000	15 160 374	0.00046226	0.0344474	<b>0.861</b>	<b>2.457</b>
Болгария / BG	1 445 446	0.007030	<b>0.527</b>	31 191	31 191 000	32 636 446	0.00002345	0.0017472	<b>0.044</b>	<b>0.571</b>
Хорватия / HR	6 832 822	0.033232	<b>2.492</b>	17 186	17 186 000	24 018 822	0.00071189	0.0530498	<b>1.326</b>	<b>3.819</b>
Чешс. Респ./ CZ	9 686 470	0.047111	<b>3.533</b>	36 149	36 149 000	45 835 470	0.00074971	0.0558682	<b>1.397</b>	<b>4.930</b>
Дания / DK	7 002 457	0.034057	<b>2.554</b>	21 834	21 834 000	28 836 457	0.00062276	0.0464081	<b>1.160</b>	<b>3.715</b>
Финляндия / FI	4 615 136	0.022446	<b>1.683</b>	58 428	58 428 000	63 043 136	0.00012374	0.0092208	<b>0.231</b>	<b>1.914</b>
Франция / FR	8 114 803	0.039467	<b>2.960</b>	446 971	446 971 000	455 085 803	0.00005299	0.0039491	<b>0.099</b>	<b>3.059</b>
Германия / DE	36 379 189	0.176935	<b>13.270</b>	324 727	324 727 000	361 106 189	0.00134225	0.1000245	<b>2.501</b>	<b>15.771</b>
Великобритания/ GB	1 526 943	0.007426	<b>0.557</b>	327 800	327 800 000	329 326 943	0.00000259	0.0001932	<b>0.005</b>	<b>0.562</b>
Греция / GR	3 833 135	0.018643	<b>1.398</b>	52 979	52 979 000	56 812 135	0.00033374	0.0070583	<b>0.176</b>	<b>1.575</b>
Венгрия / HU	7 951 179	0.038672	<b>2.900</b>	31 195	31 195 000	39 146 179	0.00122734	0.0440767	<b>1.102</b>	<b>4.002</b>
Ирландия / IE	8 713	0.000042	<b>0.003</b>	26 568	26 568 000	35 281 713	0.00000132	0.0000001	<b>0.000</b>	<b>0.003</b>
Италия / IT	1 075 639	0.005232	<b>0.392</b>	287 416	287 416 000	288 491 639	0.00001847	0.0001095	<b>0.003</b>	<b>0.395</b>
Эстония / EE	1 511 849	0.007353	<b>0.551</b>	7 170	7 170 000	8 681 849	0.00012374	0.0071852	<b>0.180</b>	<b>0.731</b>
Латвия / LV	2 022 791	0.009838	<b>0.738</b>	6 338	6 338 000	8 360 791	0.00015664	0.0133564	<b>0.334</b>	<b>1.072</b>
Литва / LT	1 347 036	0.006551	<b>0.491</b>	9 249	9 249 000	10 596 036	0.00006736	0.0046736	<b>0.117</b>	<b>0.608</b>
Люксембург/LU	364	0.000002	<b>0.000</b>	4 647	4 647 000	4 647 364	0.00000002	0.0000000	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>
Македония / MK	1 546 630	0.007522	<b>0.564</b>	7 589	7 589 000	9 135 630	0.00016611	0.0071461	<b>0.179</b>	<b>0.743</b>
Черногория/ ME	1 794 187	0.008726	<b>0.654</b>	3 732	3 732 000	5 526 187	0.00023151	0.0158981	<b>0.397</b>	<b>1.052</b>
Голландия / NL	10 785 632	0.052457	<b>3.934</b>	49 695	49 695 000	60 480 632	0.00105341	0.0524940	<b>1.312</b>	<b>5.247</b>
Сев. Ирландия NI	673 047	0.003273	<b>0.246</b>	8 967	8 967 000	9 640 047	0.00003673	0.0012825	<b>0.032</b>	<b>0.278</b>
Норвегия / NO	1 757 885	0.008550	<b>0.641</b>	87 548	87 548 000	89 305 885	0.00009444	0.0009444	<b>0.024</b>	<b>0.665</b>
Польша / PL	6 306 973	0.030675	<b>2.301</b>	80 618	80 618 000	86 924 973	0.00037189	0.0124891	<b>0.312</b>	<b>2.613</b>
Португалия / PT	2 264 459	0.011013	<b>0.826</b>	39 129	39 129 000	41 393 459	0.00028509	0.0033809	<b>0.085</b>	<b>0.911</b>
Румыния / RO	2 241 160	0.010900	<b>0.818</b>	34 803	34 803 000	37 044 160	0.00004966	0.0037005	<b>0.093</b>	<b>0.910</b>
Сербия / RS	5 239 878	0.025485	<b>1.911</b>	33 449	33 449 000	38 688 878	0.00025991	0.0193683	<b>0.484</b>	<b>2.396</b>
Словакия / SK	9 622 539	0.046800	<b>3.510</b>	16 198	16 198 000	25 820 539	0.00131334	0.0978699	<b>2.447</b>	<b>5.957</b>
Словения / SI	6 753 697	0.032847	<b>2.464</b>	11 206	11 206 000	17 959 697	0.00093014	0.0693137	<b>1.733</b>	<b>4.196</b>
Испания / ES	6 933 189	0.033720	<b>2.529</b>	201 180	201 180 000	208 113 189	0.00008459	0.0063038	<b>0.158</b>	<b>2.687</b>
Швеция / SE	12 444 421	0.060525	<b>4.539</b>	98 976	98 976 000	111 420 421	0.00050903	0.0379332	<b>0.948</b>	<b>5.488</b>
Швейцария / CH	18 530 599	0.090126	<b>6.759</b>	48 076	48 076 000	66 606 599	0.00188810	0.1407009	<b>3.518</b>	<b>10.277</b>
<b>ВСЕГО</b>	<b>205 608 041</b>	<b>1.000000</b>	<b>75</b>	<b>2 524 863</b>	<b>2 524 863 000</b>	<b>2 730 471 041</b>	<b>0.01341922</b>	<b>1.0000000</b>	<b>25.000</b>	<b>100</b>

Эта т.н. "вертикальная нагрузка" представляет собой отборы для собственного потребления на всех рассматриваемых уровнях напряжения. По сути, это есть потребление страны или ее энергоузла с учетом собственных нужд энергосистемы.

- Компенсация потерь (124,918) и компенсация за использование инфраструктуры (100) образуют полный объем компенсации за транзитные услуги (т.н. Базовый финансируемый фонд FF):

$$124,918 + 100 = 224,918 \text{ млн. Евро}$$

- FF распределяется между участниками соответственно их доле (см. далее результирующую таблицу).

С кого брать деньги на этот компенсационный фонд?

- Возмещение этой суммы производится за счет:
  - Взносов стран по внешней границе (Турция, Россия, Украина, Марокко), которые имеют энергообмены с ИТС странами, но не являются членами этого Соглашения (20,356 млн. Евро)
  - Взносов стран-участниц ИТС Соглашения  
(224,918 - 20,356 = 204,562 млн. Евро ) – распределяются в соответствии с долей суммарных экспортно-импортных перетоков страны от общего объема экспортно-импортных перетоков стран ИТС Соглашения (см. формулу в след. табл.)

	Нетто-импорт NIF(к )	Нетто-экспорт NEF(к )	NIF(к ) + NEF(к )	$\frac{NIF(к ) + NEF(к )}{\Sigma [(NIF(к ) + NEF(к )]}$	Взносы за потери и инфраструктуру	Взносы стран по внешней границе
Стороны КМП	(МВтч)	(МВтч)	-	-	(Млн.Евро.)	(Млн.Евро)
Албания / AL	3 270 126	89 668	3 359 794	0.01101549	<b>2.253</b>	<b>0</b>
Австрия / AT	8 552 850	1 239 181	9 792 031	0.03210434	<b>6.567</b>	<b>0</b>
Бел	1 688 213	1 688 213	5 807 860	0.01904176	<b>3.895</b>	<b>0</b>
Бос	1 273 351	1 273 351	1 611 820	0.00528454	<b>1.081</b>	<b>0</b>
Бол	7 532 200	7 532 200	7 532 200	0.02469522	<b>5.052</b>	<b>0.644</b>
Хор	7	7	7 145 118	0.02342612	<b>4.792</b>	<b>0</b>
Чец	17 471 187	17 471 187	17 472 659	0.05728620	<b>11.719</b>	<b>0</b>
Дан				0.02590461	<b>5.299</b>	<b>0</b>
Фин				0.01700084	<b>3.478</b>	<b>8.599</b>
Фра				0.18431824	<b>37.705</b>	<b>0</b>
Германия / DE	10 906 858			0.08512672	<b>17.414</b>	<b>0</b>
Великобритания/ GB	7 256 011			0.03151732	<b>6.447</b>	<b>0</b>
Греция / GR	1 313 177			0.00469410	<b>0.960</b>	<b>0.297</b>
Венгрия / HU	3 429 060			0.01147077	<b>2.346</b>	<b>1.985</b>
Ирландия/ IE	724 488			0.00316680	<b>0.648</b>	<b>0</b>
Италия / IT	46 007 672			0.15084243	<b>30.857</b>	<b>0</b>
Эстония / EE	1 606			0.00991813	<b>2.029</b>	<b>0</b>
Латвия / LV	1 365 725			0.00690496	<b>1.412</b>	<b>0</b>
Литва / LT	2 348 735			0.00770061	<b>1.575</b>	<b>4.376</b>
Люксембург/LU	4 243 824			0.01391388	<b>2.846</b>	<b>0</b>
Македония / MK	2 670 499			0.00875974	<b>1.792</b>	<b>0</b>
Черногория/ ME	1 688 376	139 100	1 827 476	0.00599160	<b>1.226</b>	<b>0</b>
Голландия / NL	9 885 798	1 000 000	10 885 798	0.03604100	<b>7.367</b>	<b>0</b>
Сев. Ирландия NI	1 346 553				<b>0.943</b>	<b>0</b>
Норвегия / NO	9 163 663				<b>14.087</b>	<b>0.159</b>
Польша / PL	447 756				<b>3.617</b>	<b>0.048</b>
Португалия / PT	4 421 077				<b>4.082</b>	<b>0</b>
Румыния / RO	4 569				<b>1.671</b>	<b>0.118</b>
Сербия / RS	1 661 475				<b>2.061</b>	<b>0</b>
Словакия / SK	1 222 708				<b>1.165</b>	<b>0.528</b>
Словения / SI	275 673				<b>1.221</b>	<b>0</b>
Испания / ES	997 879				<b>3.210</b>	<b>3.602</b>
Швеция / SE	1 791 739	8 891 200	10 682 939	0.03502529	<b>7.165</b>	<b>0</b>
Швейцария / CH	7 135 158	2 674 093	9 809 251	0.03216080	<b>6.579</b>	<b>0</b>
<b>ВСЕГО</b>	<b>153 709 500</b>	<b>151 296 912</b>	<b>305 006 412</b>	<b>1</b>	<b>204.562</b>	<b>20.356</b>

Оперируют не сальдо-перетоками, а нетто-перетоками в страну (импорт) и из страны (экспорт).

Эта доля каждой страны от общей суммы компенсации за пользование инфраструктурой и транзитные потери, которая в свою очередь получается как разность собранного фонда ИТС и взносов стран периметра, которые уже распределены между странами РС:  
 $224,918 - 20,356 = 204,562$

Это объем нетто-перетоков (импорт + экспорт) страны пограничной страны, который имел место между страной периметра и страной пограничной страной, умноженный на тариф 0,8 Евро/МВтч, принятый в странах ИТС на 2012 год (раньше был тариф 1 Евро/МВтч).

## Результирующая таблица

Стороны КМП	Взносы за потери и инфраструктуру	Взносы стран по внешней границе	Возмещение из фонда за счет			Окончательная финансовая нетто-позиция (компенсация - взносы)
			компенсации за потери	компенсации за инфраструктуру	Итого	
Албания / AL	2.253	0.000	-0.002	0.079	0.077	-2.176
Австрия / AT	6.567	0.000	9.666	8.042	17.709	11.141
Бельгия / BE	3.895	0.000	3.182	3.279	6.461	2.566
Босния / BA	1.081	0.000	2.022	2.457	4.479	3.398
Болгария / BG	5.052	0.644	0.859	0.571	0.786	-4.266
Хорватия / HR	4.792	0.000	3.121	3.819	6.939	2.147
Чешс. Респ. / CZ	11.719	0.000	1.086	4.930	6.016	-5.702
Дания / DK	5.299	0.000	6.184	3.715	9.899	4.600
Финляндия / FI	3.478	8.599	10.931	1.914	4.246	0.769
Франция / FR	37.705	0.000	8.961	3.059	12.020	-25.685
Германия / DE	17.414	0.000	22.617	15.771	38.387	20.974
Великобритания/ GB	6.447	0.000	-0.909	0.562	-0.347	-6.794
Греция / GR	0.960	0.297	0.000	1.575	1.278	0.317
Венгрия / HU	2.346	1.985	2.094	4.002	4.111	1.765
Ирландия/ IE	0.648	0.000	-0.016	0.003	-0.013	-0.661
Италия / IT	30.857	0.000	-0.082	0.395	0.313	-30.544
Эстония / EE	2.029	0.000	0.766	0.731	1.497	-0.532
Латвия / LV	1.412	0.000	1.104	1.072	2.176	0.764
Литва / LT	1.575	4.376	0.373	0.608	-3.394	-4.970
Люксембург/LU	2.846	0.000	0.000	0.000	0.000	-2.846
Македония / MK	1.792	0.000	0.216	0.743	0.959	-0.833
Черногория/ ME	1.226	0.000	0.599	1.052	1.651	0.425
Голландия / NL	7.367	0.000	1.936	5.247	7.182	-0.184
Сев. Ирландия NI	0.943	0.000	0.361	0.278	0.638	-0.305
Норвегия / NO	14.087	0.159	2.711	0.665	3.217	-10.870
Польша / PL	3.617	0.048	3.687	2.613	6.252	2.635
Португалия / PT	4.082	0.000	0.480	0.911	1.390	-2.692
Румыния / RO	1.671	0.118	-1.403	0.910	-0.611	-2.282
Сербия / RS	2.061	0.000	2.963	2.396	5.358	3.297
Словакия / SK	1.165	0.528	2.731	5.957	8.159	6.994
Словения / SI	1.221	0.000	1.155	4.196	5.351	4.130
Испания / ES	3.210	3.602	3.062	2.687	2.146	-1.064
Швеция / SE	7.165	0.000	15.988	5.488	21.476	14.311
Швейцария / CH	6.579	0.000	18.474	10.277	28.750	22.172
<b>ВСЕГО</b>	<b>204.562</b>	<b>20.356</b>	<b>124.918</b>	<b>100.000</b>	<b>204.562</b>	<b>0.000</b>

## Выводы по ИТС механизму:

- В полномасштабном применении требуется полгода для проведения расчетов, их проверки и согласования всеми участниками
- Основную долю платежей производят Франция, Италия и Норвегия, которые и осуществляют основные транзитные перетоки через сети других государств
- Основной заработок у Германии, Австрии и, особенно, Швейцарии (через нее идет основной поток транзита из Франции в Италию)
- Оплачиваемые и получаемые суммы примерно соответствуют физической картине перетоков, что говорит об адекватности результатов
- На практике никто не платит взносы, чтобы потом получить компенсацию. Взносы и компенсации – они нужны, чтобы получить конечный результат, показывающий кто является Продавцом, а кто Покупателем.
- Ежемесячно идут какие-то оплаты по результатам прошлого года. В июне месяце производится перерасчет по вновь полученным данным и определяются новые суммы для проведения ежемесячных взаиморасчетов.

## Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

Главные вопросы, которые необходимо решить при адаптации модели для ОЭС ЦА:

- Компенсационный фонд - в каком объеме брать?
- Соотношение 75/25 – оставить или изменить?
- Компенсация потерь – по каким ценам?
- Нетто-экспорт и нетто-импорт – где взять показания межгосударственных счетчиков на прием и на отдачу?
- Можно ли вместо них использовать суммарные выдачу и прием перетоков в межгосударственных сечениях?

## Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

Предлагается принять следующие ответы на эти вопросы:

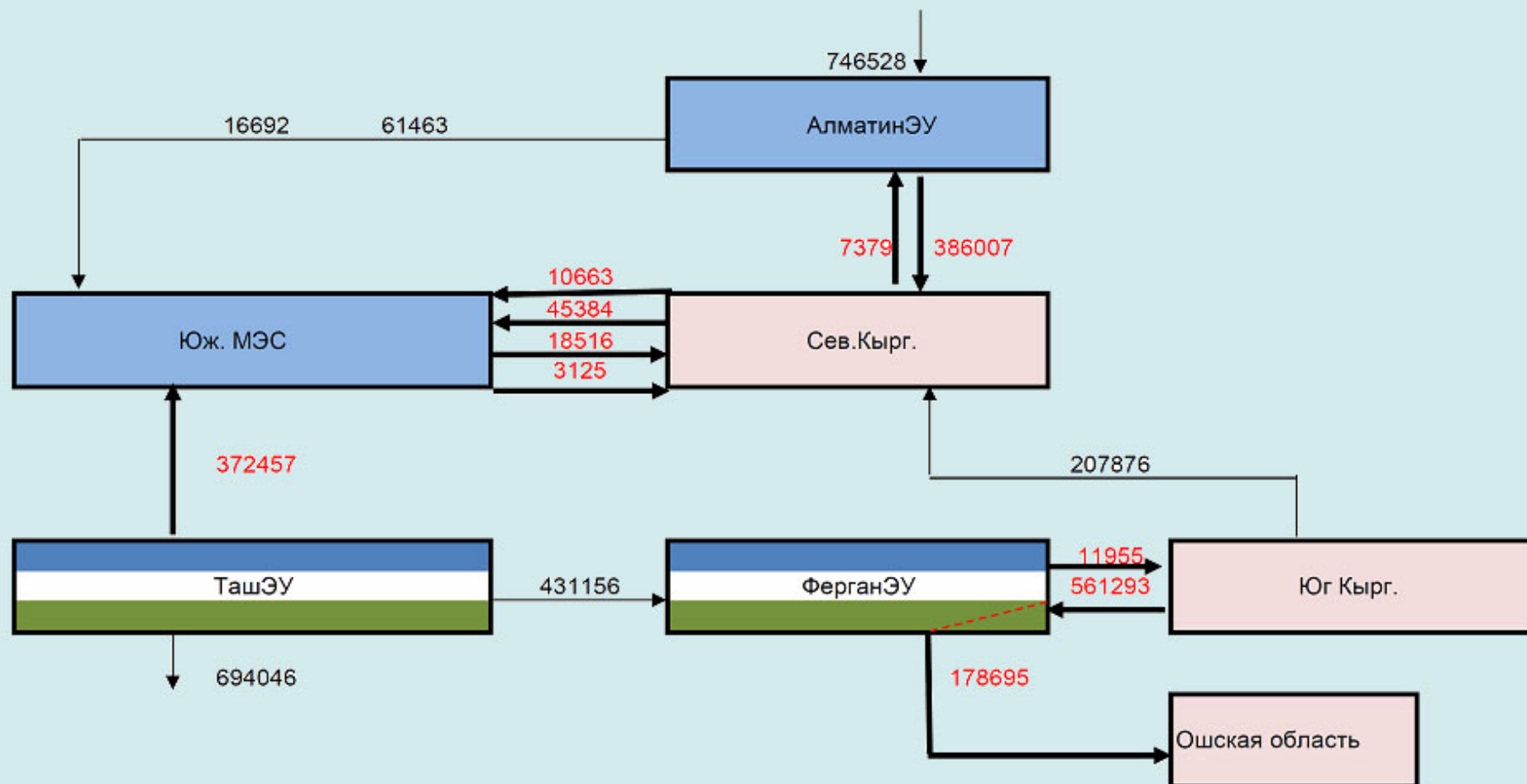
- Компенсационный фонд рассчитывается:
  - через стоимость транзитных перетоков по внутренним тарифам стран-участницили
  - по среднему тарифу, единому для всех и согласованному сторонами;
- Соотношение оставить 75/25 и/или предусмотреть возможность вариации этими показателями;
- Компенсация потерь рассчитывается, также как в ETSO, по внутренним тарифам;
- Использовать в расчетах импортные и экспортные объемы, присылаемые энергосистемами за отчетный месяц.

## Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

На основе вышеизложенного составлена программа на Excel, позволяющая проводить расчеты на основе данных о межсистемных перетоках, ежемесячно представляемых энергосистемами в КДЦ «Энергия».

С целью упрощения расчетов по определению влияния транзита на потери предложено проводить WWT-расчеты (with & without transit) по данным фактического потокораспределения, определяемым дважды в год за характерные часы характерных суток (зима и лето).

# Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА



Горизонтальная схема для ОЭС ЦА (октябрь 2012 год)

## Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

<b>Учет влияния потерь по данным летнего факт. режима 2012г.</b>		УзЭС	Юг Казах.	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.
Средневзв. потери в исходном режиме	dP, %	1,04	2,25	3,49	11,60	1,09
Потери (МВт) в режимах	с транзитом	39,74	39,46	18,57	13,37	1,55
	без транзита	65,13	44,21	38,83	27,67	1,71
Сниж.(-) / увел. (+) потерь из-за транзита	$\pm$ dP, МВт	-25,39	-4,75	-20,26	-14,30	-0,16
	$\pm$ dP%	-39,99	-10,75	-52,18	-51,68	-9,36

табл.2

<b>Учет влияния потерь по данным зимнего факт. режима 2012г.</b>		УзЭС	Юг Казах.	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.
Средневзв. потери в исходном режиме	dP, %	0,96	2,63	6,32	9,22	2,02
Потери (МВт) в режимах	с транзитом	41,80	70,18	103,73	46,69	8,45
	без транзита	62,08	81,33	136,05	85,27	9,25
Сниж.(-) / увел. (+) потерь из-за транзита	$\pm$ dP, МВт	-20,28	-11,14	-32,32	-38,58	-0,80
	$\pm$ dP%	-32,66	-13,70	-24,39	-45,09	-8,28

Коэффициенты, учитывающие влияние транзита на уровень потерь за летний и зимний период 2012 г.

## Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

Тарифы по энергосистемам	УзЭС	КазЭС	КыргЭС
<b>Тариф на транспортировку (цент/кВтч)</b> <b>Т</b>	0.33	0.70	0.30
<b>Стоимость потерь, (цент/кВтч)</b> <b>Л</b>	2.1	4.9	0.14
<b>Плата за транзит в 2012г. (тыс. долл)</b> «+» продажа услуг                      «-» покупка услуг	7533.05	8295.65	-15828.70

Тарифы, действовавшие в энергосистемах в 2012-13 годах, а также фактические величины по оплате за транзит в 2012 году

## Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

Октябрь 2012г.	Узбекистан	ЮГ Казахстана	Кыргызстан	ВСЕГО
Нетто-импорт NIF(k), (тыс.кВтч)	370 038	406 946	379 933	1 156 917
Нетто-экспорт NEF(k), (тыс.кВтч)	371 852	379 933	405 132	1 156 917
Транзитные объемы Ti, (тыс.кВтч)	370038	379933	379933	1 129 904
Тариф на транспортировку, установленный НОР, (цент/кВтч)	0,33	0,70	0,30	
Сумма транзитных потоков по внутр. тарифу, (тыс. долл.)	1 221,125	2 659,531	1 139,799	5 020,455
Процент потерь, установленный НОР*, %	3,79	5,40	5,70	
Объем потерь при транзите**, (тыс.кВтч)	14 024	20 516	21 656	24 802
Стоимость потерь (тариф, установленный НОР), (цент/кВтч)	2,1	4,9	0,14	-
Компенсация потерь, (тыс. долл.)	<b>294,513</b>	<b>1 005,303</b>	<b>30,319</b>	<b>1 330,135</b>
Транзитные объемы Ti, тыс.кВтч	370 038	379 933	379 933	1 129 904
Коэффициент транзита, $T_i / \Sigma T_i$	0,327495	0,336252	0,336252	1,000000
Компенсация с учетом коэф-та транзита, (тыс. долл.)	<b>1 233,131</b>	<b>1 266,105</b>	<b>1 266,105</b>	<b>3 765,342</b>
Собственная загрузка сети Li, (тыс.кВтч)	2 215 311	1 518 852	902 242	4 636 405
Сумма транзита и собств. загрузки $T_i + L_i$ , (тыс.кВтч)	2 585 349	1 898 785	1 282 175	5 766 309
Коэф-т загрузки $T_i * T_i / [(T_i+L_i) * \Sigma T_i]$	0,009185	0,013184	0,019524	<b>0,041893</b>
Доля i-того коэф. загрузки от общего коэф. загрузки	0,219249	0,314704	0,466048	1,000000
Компенсация с учетом коэф-та загрузки, (тыс. долл.)	<b>275,182</b>	<b>394,989</b>	<b>584,943</b>	<b>1 255,114</b>
Всего компенсация за инфраструкр. объекты, (тыс. долл.)	<b>1 508,313</b>	<b>1 661,094</b>	<b>1 851,048</b>	<b>5 020,455</b>
Итого компенсация, (тыс. долл.)	<b>1 802,826</b>	<b>2 666,397</b>	<b>1 881,367</b>	<b>6 350,590</b>
NIF(k) + NEF(k), (тыс.кВтч)	741 890	786 879	785 065	2 313 834
$[NIF(k) + NEF(k)] / \Sigma [(NIF(k) + NEF(k))]$	0,320632	0,340076	0,339292	1,000000
Взносы за потери и инфраструктуру, (тыс. долл.)	<b>2 036,205</b>	<b>2 159,682</b>	<b>2 154,703</b>	<b>6 350,590</b>
Взносы стран по внешней границе, (тыс. долл.)	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
Итого взносы, (тыс. долл.)	<b>2 036,205</b>	<b>2 159,682</b>	<b>2 154,703</b>	<b>6 350,590</b>
Окончательная финансовая позиция	-233,378	506,715	-273,337	0,000

Расчет компенсации потерь и взносов для ОЭС ЦА по аналогии с европейской моделью за октябрь 2012года – результаты неадекватные, т.к. транзит в объеме 379,933 млн. кВтч через кыргызскую энергосистему в действительности не имел места → КыргЭС нужно разделить на энергоузлы

# Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

ОКТАБРЬ 2012г.	УзЭС	КазЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(k) , (тыс.квтч)	561 293	435 883	407 648	11 955	178 695	1 595 474
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(k) , (тыс.квтч)	563 107	407 648	63 426	561 293	0	1 595 474
Нетто-импорт, (тыс.квтч)	0	28 235	344 222	0	178 695	551 152
Нетто-экспорт, (тыс.квтч)	1 814	0	0	549 338	0	551 152
Сальдо-перетоки	-1 814	28 235		-26 421		0
Транзитные объемы $T_i$ , (тыс.квтч)	561 293	407 648	63 426	11 955	0	1 044 322
Тариф на транспортировку, установ-ный НОР или средний по ОЭС, (цент/кВтч)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	
Стоим-ть транспорт-ки транзитных потоков , (тыс. долл)	1 964,526	1 426,768	221,991	41,843	0,000	3 655,127
Процент потерь в энергоузле, % (из табл.1 или 2)	0,96	2,63	6,32	9,22	2,02	
Влияние транзита на потери, % (из табл.1 или 2)	-32,66	-13,70	-24,39	-45,09	-8,28	
Процент потерь с учетом влияния транзита, %	0,65	2,27	4,78	5,06	1,85	
Объем потерь при транзите, (тыс.квтч)	3 628,56	9 252,35	3 031,83	605,13	0,00	16 517,86
Стоимость потерь (тариф, установ-ный НОР или средний по ОЭС), (цент/кВтч)	2,1	4,9	0,14	0,14	0,14	
Компенсация потерь, (тыс. долл.)	76,200	453,365	4,245	0,847	0,000	534,656
Всего компенсация	2 040,725	1 880,133	226,236	42,690	0,000	4 189,783
Транзитные объемы $T_i$ , (тыс.квтч)	561 293	407 648	63 426	11 955	0	1 044 322
Коэффициент транзита, $T_i / \Sigma T_i$	0,537471	0,390347	0,060734	0,011448	0,000000	1,000000
Компенсация с учетом коэф-та транзита, (тыс. долл.)	1 473,394	1 070,076	166,493	31,382	0,000	2 741,345
Собственная загрузка сети $L_i$ , (тыс.квтч)	2 215 311	707 837	620 043	103 504	178 695	3 825 390
Сумма транзита и собств. загрузки $T_i + L_i$ , (тыс.квтч)	2 776 604	1 115 485	683 469	115 459	178 695	4 869 712
Коэф-т загрузки $T_i * T_i / [(T_i+L_i) * \Sigma T_i]$	0,023300	0,030592	0,001209	0,000254	0,000000	0,055355
Доля i-того коэф. загрузки от общего коэф. загрузки	0,420926	0,552647	0,021835	0,004592	0,000000	1,000000
Компенсация с учетом коэф-та загрузки, (тыс. долл.)	384,635	504,998	19,953	4,196	0,000	913,782
Всего компенсация за инфрастр. объекты, (тыс. долл.)	1 858,029	1 575,074	186,446	35,578	0,000	3 655,127
NIF(k) + NEF(k) , (тыс.квтч) - использование внешней инфраструктуры	1124400	843 531	471 074	573 248	178 695	3 190 948
$[NIF(k) + NEF(k)] / \Sigma [(NIF(k) + NEF(k))]$	0,352372	0,264351	0,147628	0,179648	0,056001	1,000000
Взносы за потери и инфраструктуру, (тыс. долл.)	1 476,361	1 107,574	618,530	752,687	234,630	4 189,783
Взносы стран по внешней границе, (тыс. долл.)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Итого взносы, (тыс. долл.)	1 476,361	1 107,574	618,530	752,687	234,630	4 189,783
Возмещение за счет компенсации за потери	76,200	453,365	4,245	0,847	0,000	534,656
Возмещение за счет компенсации за инфрастр-ру	1 858,029	1 575,074	186,446	35,578	0,000	3 655,127
Возмещение за счет стран по внешней границе	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Итого возмещение	1 934,228	2 028,439	190,690	36,425	0,000	4 189,783
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам	457,867	920,865	-427,840	-716,262	-234,630	0,000
Результаты по энергосистемам	457,867	920,865		-1378,732		

Результаты расчетов компенсации потерь и взносов для ОЭС ЦА с предлагаемыми (см. ниже) тарифами

# Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

Расчет компенсации и взносов за транзит трансграничных перетоков электроэнергии в ОЭС ЦА в 2012 году

январь	УзЭС	КазЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(к ), (тыс.квтч)	949675	379245	546800	5930	304524	2186174
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(к ), (тыс.квтч)	662626	546800	27073	949675	0	2186174
Сальдо-перетоки	287 049	-167 555		-119 494		0
<b>Транзитные объемы T<sub>i</sub>, (тыс.квтч)</b>	<b>662626</b>	<b>379245</b>	<b>27073</b>	<b>5930</b>	<b>0</b>	<b>1074874</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	2240,537	1430,113	74,787	16,622	0,000	3762,059
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	89,956	421,777	1,812	0,420	0,000	513,965
Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)	1612301	926045	573873	955605	304524	4372348
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1576,782	905,644	561,230	934,553	297,815	4276,024
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	753,712	946,245	-484,632	-917,511	-297,815	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>753,712</b>	<b>946,245</b>	<b>-1699,958</b>			
февраль	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(к ), (тыс.квтч)	880271	380051	494106	12915	290897	2058240
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(к ), (тыс.квтч)	651531	494106	32332	880271	0	2058240
Сальдо-перетоки	228 740	-114 055		-114 685		0
<b>Транзитные объемы T<sub>i</sub>, (тыс.квтч)</b>	<b>651531</b>	<b>380051</b>	<b>32332</b>	<b>12915</b>	<b>0</b>	<b>1076829</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	2201,736	1438,318	90,190	38,657	0,000	3768,902
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	88,450	422,673	2,164	0,915	0,000	514,202
Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)	1531802	874157	526438	893186	290897	4116480
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1593,805	909,540	547,747	929,340	302,672	4283,104
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	696,381	951,451	-455,393	-889,767	-302,672	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>696,381</b>	<b>951,451</b>	<b>-1647,832</b>			
март	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(к ), (тыс.квтч)	826273	442087	506411	24295	275804	2074870
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(к ), (тыс.квтч)	704901	506411	37285	826273	0	2074870
Сальдо-перетоки	121 372	-64 324		-57 048		0
<b>Транзитные объемы T<sub>i</sub>, (тыс.квтч)</b>	<b>704901</b>	<b>442087</b>	<b>37285</b>	<b>24295</b>	<b>0</b>	<b>1208568</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	2369,145	1678,666	104,321	77,856	0,000	4229,988
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	95,696	491,666	2,495	1,722	0,000	591,579
Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)	1531174	948498	543696	850568	275804	4149740
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1779,065	1102,056	631,718	988,272	320,456	4821,567
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	685,775	1068,276	-524,902	-908,694	-320,456	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>685,775</b>	<b>1068,276</b>	<b>-1754,052</b>			
апрель	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(к ), (тыс.квтч)	482843	389117	343612	23117	115996	1354685
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(к ), (тыс.квтч)	481881	343612	46349	482843	0	1354685
Сальдо-перетоки	962	45 505		-46 467		0
<b>Транзитные объемы T<sub>i</sub>, (тыс.квтч)</b>	<b>481881</b>	<b>343612</b>	<b>46349</b>	<b>23117</b>	<b>0</b>	<b>894959</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	1592,484	1329,203	133,931	76,739	0,000	3132,357
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	63,156	338,108	1,084	1,813	0,000	404,161
Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)	964724	732729	389961	505960	115996	2709370
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1259,246	956,425	509,013	660,425	151,409	3536,518
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	396,394	710,886	-373,998	-581,873	-151,409	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>396,394</b>	<b>710,886</b>	<b>-1107,280</b>			

Результаты расчетов компенсации потерь и взносов для ОЭС ЦА за год

# Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

май	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(к ), (тыс.квтч)	482991	458174	425855	4585	136518	1508123
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(к ), (тыс.квтч)	486211	425855	113066	482991	0	1508123
Сальдо-перетоки	-3 220	32 319		-29 099		0
<b>Транзитные объемы Ti, (тыс.квтч)</b>	<b>482991</b>	<b>425855</b>	<b>113066</b>	<b>4585</b>	<b>0</b>	<b>1026497</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	1561,929	1661,999	356,114	12,697	0,000	3592,740
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	63,302	419,033	2,644	0,360	0,000	485,339
Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)	<b>969202</b>	<b>884029</b>	<b>538921</b>	<b>487576</b>	<b>136518</b>	<b>3016246</b>
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1310,398	1195,241	728,642	659,221	184,577	4078,079
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	314,833	885,792	-369,883	-646,164	-184,577	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>314,833</b>	<b>885,792</b>	<b>-1200,625</b>			
июнь	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(к ), (тыс.квтч)	588701	541045	211610	13775	151271	1506402
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(к ), (тыс.квтч)	587097	211610	118994	588701	0	1506402
Сальдо-перетоки	1 604	329 435		-331 039		0
<b>Транзитные объемы Ti, (тыс.квтч)</b>	<b>587097</b>	<b>211610</b>	<b>118994</b>	<b>13775</b>	<b>0</b>	<b>931476</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	2061,958	761,706	393,491	43,011	0,000	3260,166
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	76,946	208,220	2,783	1,081	0,000	289,030
Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)	<b>1175798</b>	<b>752655</b>	<b>330604</b>	<b>602476</b>	<b>151271</b>	<b>3012804</b>
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1385,134	886,656	389,464	709,739	178,203	3549,196
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	753,770	83,271	6,810	-665,648	-178,203	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>753,770</b>	<b>83,271</b>	<b>-837,041</b>			
июль	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(к ), (тыс.квтч)	669924	551365	164911	13715	168513	1568428
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(к ), (тыс.квтч)	650197	164911	83396	669924	0	1568428
Сальдо-перетоки	19 727	386 454		-406 181		0
<b>Транзитные объемы Ti, (тыс.квтч)</b>	<b>650197</b>	<b>164911</b>	<b>83396</b>	<b>13715</b>	<b>0</b>	<b>912219</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	2325,949	563,671	260,409	42,737	0,000	3192,767
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	85,216	162,269	1,950	1,076	0,000	250,512
Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)	<b>1320121</b>	<b>716276</b>	<b>248307</b>	<b>683639</b>	<b>168513</b>	<b>3136856</b>
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1449,076	786,245	272,563	750,420	184,974	3443,278
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	962,089	-60,305	-10,203	-706,607	-184,974	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>962,089</b>	<b>-60,305</b>	<b>-901,784</b>			
август	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(к ), (тыс.квтч)	652386	629932	198904	14815	147376	1643413
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(к ), (тыс.квтч)	656318	198904	135805	652386	0	1643413
Сальдо-перетоки	-3 932	431 028		-427 096		0
<b>Транзитные объемы Ti, (тыс.квтч)</b>	<b>652386</b>	<b>198904</b>	<b>135805</b>	<b>14815</b>	<b>0</b>	<b>1001910</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	2308,526	697,343	454,477	46,339	0,000	3506,685
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	85,503	195,718	3,176	1,162	0,000	285,559
Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)	<b>1308704</b>	<b>828836</b>	<b>334709</b>	<b>667201</b>	<b>147376</b>	<b>3286826</b>
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1509,945	956,287	386,177	769,797	170,038	3792,244
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	884,085	-63,226	71,476	-722,296	-170,038	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>884,085</b>	<b>-63,226</b>	<b>-820,858</b>			

Результаты расчетов компенсации потерь и взносов для ОЭС ЦА за год

# Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

сентябрь	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(k ), (тыс.квтч)	498169	543234	333929	12160	124683	1512175
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(k ), (тыс.квтч)	515759	333929	164318	498169	0	1512175
Сальдо-перетоки	-17 590	209 305		-191 715		0
<b>Транзитные объемы T<sub>i</sub>, (тыс.квтч)</b>	<b>498169</b>	<b>333929</b>	<b>164318</b>	<b>12160</b>	<b>0</b>	<b>1008576</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	1652,328	1279,902	561,049	36,737	0,000	3530,016
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	65,291	328,580	3,843	0,954	0,000	398,668
<b>Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)</b>	<b>1013928</b>	<b>877163</b>	<b>498247</b>	<b>510329</b>	<b>124683</b>	<b>3024350</b>
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1317,110	1139,450	647,232	662,926	161,965	3928,684
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	400,509	469,032	-82,340	-625,235	-161,965	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>400,509</b>	<b>469,032</b>		<b>-869,541</b>		
октябрь	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(k ), (тыс.квтч)	561293	435883	407648	11955	178695	1595474
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(k ), (тыс.квтч)	563107	407648	63426	561293	0	1595474
Сальдо-перетоки	-1 814	28 235		-26 421		0
<b>Транзитные объемы T<sub>i</sub>, (тыс.квтч)</b>	<b>561293</b>	<b>407648</b>	<b>63426</b>	<b>11955</b>	<b>0</b>	<b>1044322</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	1858,029	1575,074	186,446	35,578	0,000	3655,127
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	76,200	453,365	4,245	0,847	0,000	534,656
<b>Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)</b>	<b>1124400</b>	<b>843531</b>	<b>471074</b>	<b>573248</b>	<b>178695</b>	<b>3190948</b>
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1476,361	1107,574	618,530	752,687	234,630	4189,783
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам	457,867	920,865	-427,840	-716,262	-234,630	0,000
<b>Результаты по энергосистемам</b>	<b>457,867</b>	<b>920,865</b>		<b>-1378,732</b>		
ноябрь	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(k ), (тыс.квтч)	623888	489596	473601	3405	221633	1812123
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(k ), (тыс.квтч)	617041	473601	97593	623888	0	1812123
Сальдо-перетоки	6 847	15 995		-22 842		0
<b>Транзитные объемы T<sub>i</sub>, (тыс.квтч)</b>	<b>617041</b>	<b>473601</b>	<b>97593</b>	<b>3405</b>	<b>0</b>	<b>1191640</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	2034,838	1829,464	297,165	9,273	0,000	4170,740
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	83,768	526,714	6,531	0,241	0,000	617,255
<b>Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)</b>	<b>1240929</b>	<b>963197</b>	<b>571194</b>	<b>627293</b>	<b>221633</b>	<b>3624246</b>
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	1639,392	1272,480	754,605	828,717	292,800	4787,995
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	479,213	1083,698	-450,909	-819,203	-292,800	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>479,213</b>	<b>1083,698</b>		<b>-1562,911</b>		
декабрь	ФерганЭУ	Юж. МЭС	Сев.Кырг.	Юг Кырг.	Ош. Обл.	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(k ), (тыс.квтч)	853657	544470	567793	2355	300345	2268620
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(k ), (тыс.квтч)	803094	567793	44076	853657	0	2268620
Сальдо-перетоки	50 563	-23 323		-27 240		0
<b>Транзитные объемы T<sub>i</sub>, (тыс.квтч)</b>	<b>803094</b>	<b>544470</b>	<b>44076</b>	<b>2355</b>	<b>0</b>	<b>1393995</b>
Компенсация за использование транзитной инфрастр-ры, (тыс. долл.)	2682,989	2066,101	123,569	6,323	0,000	4878,983
Компенсация за потери при транзите, (тыс. долл.)	109,026	605,531	2,950	0,167	0,000	717,674
<b>Использование внешней сетевой инфраструктуры, (тыс.квтч)</b>	<b>1656751</b>	<b>1112263</b>	<b>611869</b>	<b>856012</b>	<b>300345</b>	<b>4537240</b>
Взносы за использование сетевой инфраструктуры, (тыс. долл.)	2043,592	1371,969	754,736	1055,885	370,474	5596,656
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам, (тыс. долл.)	748,423	1299,664	-628,217	-1049,396	-370,474	0,000
<b>Результаты по энергосистемам, (тыс. долл.)</b>	<b>748,423</b>	<b>1299,664</b>		<b>-2048,087</b>		
<b>Итого за год, (тыс.долл.)</b>	<b>7533,051</b>	<b>8295,649</b>		<b>-15828,700</b>		<b>0,000</b>

Для сравнения фактическая оплата за 2012 год (тыс. долл.):	8090	8596,3		-16686,3		
--	------	--------	--	----------	--	--

Результаты расчетов компенсации потерь и взносов для ОЭС ЦА за год

## Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

Были также проведены расчеты с разными сочетаниями и значениями тарифов на транзит и потери. Результаты сопоставительных расчетов показаны ниже.

Т, цент/кВтч			L, цент/кВтч			Сравнение итоговых результатов		
УзЭС	КазЭС	КыргЭС	УзЭС	КазЭС	КыргЭС	УзЭС	КазЭС	КыргЭС
0.33	0.70	0.30	2.10	4.90	0.14	9875.96	10107.58	-19983.54
0.33	0.70	0.30	2.10	4.90	2.10	9639.51	9942.30	-19581.81
0.33	0.70	0.30	2.38	2.38	2.38	10536.14	8124.28	-18660.43
0.44	0.44	0.44	2.38	2.38	2.38	10398.73	7630.26	-18028.98
0.70	0.70	0.70	2.38	2.38	2.38	16770.16	11437.52	-28207.68
0.70	0.70	0.70	4.90	4.90	4.90	16363.89	12694.55	-29058.44
0.30	0.30	0.30	4.00	4.00	4.00	6706.78	6388.28	-13095.06
<b>0.35</b>	<b>0.35</b>	<b>0.35</b>	<b>4.00</b>	<b>4.00</b>	<b>4.00</b>	<b>7932.06</b>	<b>7120.45</b>	<b>-15052.50</b>
0.30	0.30	0.30	5.00	5.00	5.00	6545.56	6887.10	-13432.66
<b>0.35</b>	<b>0.35</b>	<b>0.35</b>	<b>5.00</b>	<b>5.00</b>	<b>5.00</b>	<b>7770.84</b>	<b>7619.27</b>	<b>-15390.11</b>
0.40	0.40	0.40	5.00	5.00	5.00	8996.12	8351.43	-17347.55
0.30	0.30	0.30	2.10	4.90	0.14	6307.77	7563.48	-13871.26
<b>0.35</b>	<b>0.35</b>	<b>0.35</b>	<b>2.10</b>	<b>4.90</b>	<b>0.14</b>	<b>7533.05</b>	<b>8295.65</b>	<b>-15828.70</b>
0.35	0.35	0.30	2.10	4.90	0.14	7426.82	8250.60	-15677.42
Оплата за транзит в 2012г. (тыс. долл)						<b>8090.00</b>	<b>8596.30</b>	<b>-16686.30</b>

## Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

Расчеты показывают:

- стоимость потерь  $L$  слабо влияет на результат, т.к. ее роль занижена специальным коэффициентом (25%);
- определяющим является тариф на транспортировку  $T$ , причем больше зарабатывают те энергосистемы, в которых этот тариф выше;
- последнее непременно вызовет возражения со стороны энергосистем с низким тарифом на транспортировку.

Поэтому предлагается:

- стоимость потерь оставить дифференцированной по странам;
- тариф на транзит принять единым по ОЭС ЦА.

Для этой цели можно предложить тариф средний тариф за транзит 0.3 цент/кВтч без НДС (или 0.36 цент/кВтч с НДС в 20%), обоснование которого дано ниже.

Наиболее близкие к фактическим результатам, имевшим место в 2012 году, получаются при тарифе на транзит 0.35 цент/кВтч.

## Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

Предложение КДЦ «Энергия» по тарифу на транзит электроэнергии:

- Не хочешь платить за транзит – построй свою транзитную линию.
- В качестве таковых в ОЭС ЦА приняты системообразующие линии напряжением 500 кВ.
- Единовременные затраты строительства ВЛ-500 кВ равны **350000** долл/км. При этом экспертная оценка пропускной способности такой передачи, исходя из условий устойчивости, равна **1000** МВт, а срок эксплуатации – **50** лет (проектные организации исходят из этих величин при сопоставительных расчетах).
- С учетом временного фактора постоянные затраты на строительство линии будут [Стивен Стофт. Введение в проектирование рынков электроэнергии.- Москва, «Мир», 2006]:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пост}} &= r \cdot Z_{\text{е/в}} / (1 - \exp(-r \cdot T)) = \\ &= 0,1 \cdot 350000 / (1 - \exp(-0,1 \cdot 50)) = 35237,43 \text{ долл/км в год,} \end{aligned}$$

где  $Z_{\text{е/в}}$  - единовременные затраты (350000 долл/км),  
 $r$  - ставка дисконтирования, взятая равной 0,1 (10% в год),  
 $T$  - срок эксплуатации (50 лет).

## Адаптация ИТС-модели к ОЭС ЦА

- Полученный результат представляет собой затраты на передачу 1000 МВт мощности в течение года на расстояние 1 км.
- Для определения удельной стоимости затрат для передачи 1 МВт мощности на 1000 км нужно этот результат умножить на 1000 км и разделить на 1000 МВт и 8760 час:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пост}} &= 35237,43 \text{ долл/км} \cdot 1000 \text{ км} / (1000000 \text{ кВт} \cdot 8760 \text{ час.}) = \\ &= 0,0040225 \text{ долл/кВт} \cdot \text{час} = \\ &= 0,40225 \text{ цент/кВт} \cdot \text{час} \text{ на каждые } 1000 \text{ км.} \end{aligned}$$

- Средняя длина транзитов 500 кВ в ОЭС ЦА по разным направлениям получается порядка 700 км.
- С учетом такой длины можно предложить средний тариф за транзит в пределах  
или 

0.3 цент/кВтч без НДС
0.36 цент/кВтч с НДС 20%.
- В вышеприведенных расчетах использован тариф 0,35 цент/кВтч.

## Заключение

- С учетом передового опыта разработана модель для расчета объемов услуг при трансграничных перетоках электроэнергии в ОЭС ЦА;
- Модель позволяет в кратчайшие сроки после окончания каждого расчетного месяца определять объемы услуг по трансграничным перетокам;
- Для имплементации модели потребуются заключение соглашения или договора между энергосистемами ОЭС ЦА по оплате услуг по трансграничным перетокам;
- Не требуется заключения отдельных договоров для каждого конкретного случая транзитных перетоков: транзит является частным случаем трансграничных перетоков;

## Заключение

- Простота и прозрачность модели, а также использование унифицированных тарифов на транспортировку электроэнергии позволяет легко осуществлять мониторинг объемов услуг по текущим трансграничным перетокам, а также планировать режимы перспективных перетоков с учетом новых вводов;
- Модель является универсальной, не привязанной к конкретной схеме и позволяет без больших трудовых затрат ее совершенствовать;
- Модель может быть рекомендована для использования в других энергообъединениях.

**Спасибо за внимание**