

Координационно-диспетчерский центр «Энергия»

***К вопросу оплаты услуг по транзиту
электрической энергии в ОЭС ЦА***

Сентябрь 2015

- Условия и стоимость транзита электроэнергии в странах ЦА определены «Методикой расчета транзитов электроэнергии в Объединенной энергосистеме Центральной Азии и Юга Казахстана», которая в настоящее время используется при заключении договоров на транзит между энергетическими субъектами государств региона.
- Тариф на транзит в ОЭС ЦА составляет 0,5 цента США/кВтч (включая НДС) на 1000 км условно выделенной сети 500 кВ, вне зависимости от того является ли заказчик услуги резидентом или нерезидентом страны.
- Такой методики расчета придерживаются все страны ЦА, кроме Казахстана, где тариф на передачу утвержден регулятором и составляет порядка 1,2 цента США/кВтч. Этот тариф, установленный для транспортировки по сетям АО "KEGOC», распространяется как для внутренних потребителей Казахстана, так и на иностранных субъектов, осуществляющих поставки электроэнергии из Казахстана или транзит через казахские сети.
- Согласно принятой договоренности (в рамках вышеуказанной Методики по транзиту) передача электроэнергии для собственных нужд по ВЛ кольца 500 кВ стороны, являющейся владельцем части сетей кольца, оплате не подлежит.

В этой Методике имеются много условностей:

- для определения маршрута транзита учитываются только условно выделенные ВЛ-500 кВ;
- распределение перетоков по кольцу 500 кВ осуществляется по условно принятым коэффициентам распределения, которые не учитывают реальные перетоки по кольцу 500 кВ и далеки от действительности;
- расчет ведется по сальдовому методу, то есть, к примеру, если полмесяца имел место транзитный переток в одном направлении, а вторые полмесяца – в обратном, то считается, что за месяц транзита не было (хотя имеет место два транзита);
- методика привязана к существующей конфигурации сети ОЭС ЦА (с одним кольцом 500 кВ) и с развитием сетевой инфраструктуры перестанет действовать.

В связи с изложенным имеется необходимость разработки новой методики по транзиту. Рабочая группа ККЭС ЦА совместно с INOGATE на начальном этапе, а затем с СЭХ проводит работу по адаптации действующей в ETSO (Европейская Ассоциация системных операторов) ИТС-модели (inter transmission compensation – компенсация межсистемных перетоков) к условиям ОЭС ЦА.

ITC -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 (т.н. «взносы» энергосистем).
- рассчитывается компенсация каждому системному оператору, также на основе его долевого участия.
- разность между взносами и компенсацией характеризует энергосистему как продавца (+) или покупателя (-) услуг по транзиту.

- Самое ценное в европейской модели, на наш взгляд, способ определения объемов транзита, в корне отличающийся от применявшегося в ОЭС ЦА.
- В ОЭС ЦА транзитом называется переток электроэнергии при поставках из одной энергосистемы в другую через электрические сети третьих энергосистем. Объем транзита определялся сальдовым методом и далее рассматривалось распределение этого объема между странами-транзитантами.
- В ETSO каждая энергосистема определяет объемы транзитной электроэнергии, проходящей через страну на основе очень простой формулы:

$$T = \min (E_{\text{exp}}, I_{\text{imp}}),$$

где E_{exp} – сумма всех перетоков, выходящих из энергосистемы (нетто-экспорт),

I_{imp} – сумма всех перетоков, входящих в энергосистему (нетто-импорт).

- Объемы транзитов электроэнергии определяются на почасовой основе.

- Перенос один в один европейской методики в ОЭС ЦА оказался невозможным – слишком разные условия функционирования европейского и центрально-азиатского энергообъединений. Было решено адаптировать ИТС-модель к условиям ОЭС ЦА.
- Такая работа проводилась несколько последних лет, в течение которых одни подходы сменялись другими.
- На прошлом заседании RECA в Алмате мы представляли модель, где энергосистемы были разделены на отдельные характерные энергоузлы. Напомню, что мы вынужденно пошли на такое разделение, т.к. модель с целыми энергосистемами дала результаты, которые никак не стыковались с реальными перетоками в ОЭС ЦА. Так, появились транзиты из энергодефицитного Севера Кыргызстана в энергоизбыточный Юг Кыргызстана, что противоречит реальной картине перетоков.
- Однако, как показал анализ результатов расчетов модели с отдельными энергоузлами, такой подход оказался также неверным. В части энергоузлов объемы транзитов искусственно оказались равными нулю: например, в избыточном энергоузле прием электроэнергии, как правило, равен нулю и транзит через него, согласно вышеприведенной формуле, равен нулю; то же касается и дефицитных энергоузлов.

- Пришлось вернуться к исходному европейскому подходу, в котором энергосистемы рассматриваются как целые, без разделения, несколько скорректировав расчеты объемов транзитов по вышеуказанной формуле, а именно:
тот переток, который, выходя из энергосистемы А, обратно возвращается в энергосистему А через соседнюю энергосистему, нельзя учитывать при расчете нетто-экспорта энергосистемы А, т.к. этот переток предназначен для собственного потребления и не является экспортным.
- Это изменение внесено в разработанную программу, в которой учтены также замечания, выявленные в ходе обсуждения нашей Рабочей группой, в частности, проведение расчетов на почасовой базе.
- Для этой цели создана специальная база данных в часовой диспетчерской ведомости КДЦ «Энергия» и с августа 2014 года проводятся расчеты, которые мы намерены обсудить на предстоящей Рабочей группе.

- Программа позволяет учитывать различные тарифы:
 - отдельный по энергосистемам,
 - единый для всех энергосистем (средний, минимальный, максимальный).
- В этой связи хотелось бы отметить, что в европейской ИТС-модели, на первый взгляд, тарифы не учитываются.
- Напомню, там согласованный ETSO объем компенсационного фонда ($F=100$ млн. Евро) разделяется между энергосистемами в качестве компенсации согласно их доли в общем объеме транзитов T_{Σ} .
- Но фактически это означает, что 1 кВтч транзитной электроэнергии стоит F/T_{Σ} , т.е. налицо использование среднего тарифа на транзит, который очень сильно отличается от национальных тарифов на транспортировку.
- Каким образом национальные регуляторы обошли эту несогласованность, является для нас открытым вопросом.

- Следующий вопрос: как учитывать компенсацию за потери, которые возникают при транзите?
- В европейской модели стоимость потерь рассчитывается по национальным тарифам и компенсируется в полном объеме, в то время как показано выше, стоимость транзитов компенсируется по усредненному тарифу (коэффициенту распределения).
- Как показали наши расчеты, при таком подходе в более выгодном положении оказываются энергосистемы, где стоимость потерь высока или имеет место высокий уровень потерь, что, на наш взгляд, не совсем верно.

- В ОЭС ЦА тариф на транспортировку (транзит) включает в себя как одну из составляющих стоимость потерь, которые транспортирующие компании закупают у генерирующих источников.
- С учетом этого, чтобы избежать двойной оплаты за потери, КДЦ "Энергия" предлагает не учитывать компенсацию потерь в адаптированной ИТС модели.
- По этой же причине мы предлагаем не учитывать коэффициент загрузки (load factor), согласно которому распределялась часть компенсационного фонда. Коэффициент загрузки учитывает уровень загрузки транзитных сетей собственными перетоками.
- С учетом того, что за собственные перетоки энергосистема получает деньги со своих потребителей согласно внутренним тарифам, повторный их учет в стоимости транзитов представляется неправильным решением.
- Тем более что, как показывают расчеты, влияние коэффициента загрузки оказывается неадекватным: за слабозагруженные сети приходится платить больше.

- С учетом изложенного, КДЦ "Энергия" собирается вынести на рассмотрение Рабочей группы очень простую модель, в которой будут учитываться только транзитные коэффициенты, рассчитываемые как доля транзита через страну в общем объеме транзитов в энергообъединении.
- Какую реакцию следует ожидать от энергосистем при внедрении адаптированной ИТС модели?
- Если в новой модели энергосистемы должны будут покупать и продавать какие-то значительные объемы услуг по транзиту, а по действующей методике расчеты покажут, что такой купли-продажи нет, энергосистемы, которые будут в покупке, однозначно заблокируют новую методику.
- Если же новая модель все же будет принята, то энергосистемы-покупатели будут принимать меры по снижению покупаемых объемов. Самый простой способ – отключить линии, по которым энергосистема принимает перетоки из соседних энергосистем или, наоборот, выдает. Это может привести к значительному снижению надежности схемы всего энергообъединения.

- С учетом этого предлагается сохранить для общего блага действующий для кольца 500 кВ принцип непредъявления претензий по транзиту друг другу при перетоках для собственных нужд, расширив его не только для кольца 500 кВ, а для всех участвующих линий в режимах с нулевыми сальдо-перетоками между энергосистемами.
- Для этого считаются два режима:
 - с сальдо-перетоками при наличии каких-либо энергообменов между энергосистемами;
 - псевдорежим с нулевыми сальдо-перетоками.
- Разность между этими режимами будет показывать объемы купли-продажи услуг по транзиту.
- Покажем это на примере июня 2015 года, когда имели место практически нулевые перетоки, и июля 2015 года, когда имели место поставки из Кыргызстана в Казахстан.

Расчет с учетом всех транзитных перетоков

Июнь 2015г.	Узб	Каз	Кырг	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(к), (тыс.квтч)	487 913	385 145	530 993	1 404 051
Скорректированный объем приема эл.эн.	487 913	376 552	527 908	1 392 373
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(к), (тыс.квтч)	492 906	371 396	539 749	1 404 051
Нетто-импорт, (тыс.квтч)	0	13 749	0	13 749
Нетто-экспорт, (тыс.квтч)	4 993	0	8 756	13 749
Сальдо-перетоки	4 993	-13 749	8 756	0
Транзитные объемы Тк, проходящие через страну (тыс.квтч)	487 913	371 396	527 908	1 387 217
Тариф на транспортировку, устан-ный НОР или средний по ОЭС, (цент/кВтч)	0.33	0.70	0.30	
Стоим-ть транспорт-ки транзитных потоков , (тыс. долл)	1 610.113	2 599.772	1 583.724	5 793.609
Всего стоимость, подлежащая компенсации	1 610.113	2 599.772	1 583.724	5 793.609
Транзитные объемы Тк, (тыс.квтч)	487 913	371 396	527 908	1 387 217
Коэффициент транзита, Тк / ?Ti	0.351721	0.267727	0.380552	1.000000
Компенсация с учетом коэф-та транзита, (тыс. долл.)	2 037.732	1 551.108	2 204.769	5 793.609
Итого компенсация, (тыс. долл.)	2 037.732	1 551.108	2 204.769	5 793.609
NIF(к) + NEF(к), (тыс.квтч) = B5+B7 - использование внеш.инфрастр-ры	980819	747948	1067657	2 796 424
[NIF(к) + NEF(к)] / ? [(NIF(к) + NEF(к)] - доля в исп-нии внеш. инфрастр-ры	0.350740	0.267466	0.381794	1.000000
Итого взносы, (тыс. долл.)	2 032.053	1 549.593	2 211.963	5 793.609
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам	5.679	1.515	-7.195	0.000

Расчет с учетом собственных перетоков

Узб	Каз	Кырг	ВСЕГО
487 913	371 396	530 993	1 390 302
487 913	362 803	527 908	1 378 624
487 913	371 396	530 993	1 390 302
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	0
487 913	362 803	527 908	1 378 624
0.33	0.70	0.30	
1 610.113	2 539.621	1 583.724	5 733.458
1 610.113	2 539.621	1 583.724	5 733.458
487 913	362 803	527 908	1 378 624
0.353913	0.263163	0.382924	1.000000
2 029.145	1 508.835	2 195.478	5 733.458
2 029.145	1 508.835	2 195.478	5 733.458
975826	734199	1058901	2 768 926
0.352420	0.265157	0.382423	1.000000
2 020.588	1 520.264	2 192.606	5 733.458
8.558	-11.429	2.872	0.000

Окончательные результаты по энергосистемам	-2.878	12.945	-10.066	0.000
--	--------	--------	---------	-------

Расчет с учетом всех транзитных перетоков

Июль 2015г.	Узб	Каз	Кырг	ВСЕГО
Прием эл.эн. из соседних энергосистем NIF(к), (тыс.квтч)	580 736	455 333	437 121	1 473 190
Скорректированный объем приема эл.эн.	580 736	442 502	429 451	1 452 689
Выдача эл.эн. в соседние энергосистемы NEF(к), (тыс.квтч)	589 414	266 145	617 631	1 473 190
Нетто-импорт, (тыс.квтч)	0	189 188	0	189 188
Нетто-экспорт, (тыс.квтч)	8 678	0	180 510	189 188
Сальдо-перетоки	8 678	-189 188	180 510	0
Транзитные объемы Тк, проходящие через страну (тыс.квтч)	580 736	266 145	429 451	1 276 332
Тариф на транспортировку, устан-ный НОР или средний по ОЭС, (цент/кВтч)	0.33	0.70	0.30	
Стоим-ть транспорт-ки транзитных потоков , (тыс. долл)	1 916.429	1 863.015	1 288.353	5 067.797
Всего стоимость, подлежащая компенсации	1 916.429	1 863.015	1 288.353	5 067.797
Транзитные объемы Тк, (тыс.квтч)	580 736	266 145	429 451	1 276 332
Коэффициент транзита, Тк / ?Ti	0.455004	0.208523	0.336473	1.000000
Компенсация с учетом коэф-та транзита, (тыс. долл.)	2 305.867	1 056.754	1 705.176	5 067.797
Итого компенсация, (тыс. долл.)	2 305.867	1 056.754	1 705.176	5 067.797
NIF(к) + NEF(к), (тыс.квтч) = B5+B7 - использование внеш.инфрастр-ры	1170150	708647	1047082	2 925 879
[NIF(к) + NEF(к)] / ? [(NIF(к) + NEF(к)] - доля в исп-нии внеш. инфрастр-ры	0.399931	0.242200	0.357869	1.000000
Итого взносы, (тыс. долл.)	2 026.770	1 227.419	1 813.608	5 067.797
Окончательная финансовая позиция по энергоузлам	279.098	-170.665	-108.433	0.000

Расчет с учетом собственных перетоков

Узб	Каз	Кырг	ВСЕГО
580 736	266 145	437 121	1 284 002
580 736	253 314	429 451	1 263 501
580 736	266 145	437 121	1 284 002
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	0
580 736	253 314	429 451	1 263 501
0.33	0.70	0.30	
1 916.429	1 773.198	1 288.353	4 977.980
1 916.429	1 773.198	1 288.353	4 977.980
580 736	253 314	429 451	1 263 501
0.459624	0.200486	0.339890	1.000000
2 288.001	998.014	1 691.964	4 977.980
2 288.001	998.014	1 691.964	4 977.980
1161472	519459	866572	2 547 503
0.455926	0.203909	0.340165	1.000000
2 269.589	1 015.055	1 693.336	4 977.980
18.413	-17.041	-1.372	0.000

Окончательные результаты по энергосистемам	260.685	-153.624	-107.061	0.000
--	---------	----------	----------	-------

Предварительные результаты за период с августа прошлого года (возможны ошибки по отдельным месяцам – не прошло доскональную проверку):

Результаты по энергосистемам		УзЭС	КазЭС	КыргЭС
2014 г.				
Август	по данным ТИ	106.991	-25.144	-81.847
Сентябрь	по данным ТИ	47.025	-43.316	-3.709
Октябрь	по данным ТИ	-7.323	-12.194	19.518
Ноябрь	по данным ТИ	-26.781	-112.221	139.002
Декабрь	по данным ТИ	109.880	-281.851	171.971
Итого по данным ТИ		229.792	-474.726	244.934
2015 г.				
Январь	по данным ТИ	-20.070	-118.825	138.895
Февраль	по данным ТИ	29.115	-126.022	96.907
Март	по данным ТИ	-41.770	-58.909	100.679
Апрель	по данным ТИ	-30.190	-24.505	54.695
Май	по данным ТИ	-11.812	9.523	2.289
Июнь	по данным ТИ	-2.878	12.945	-10.066
Июль	по данным ТИ	260.685	-153.624	-107.061
Август	по данным ТИ	-16.166	-0.191	16.357
Сентябрь	по данным ТИ	90.483	-63.665	-26.818
Октябрь	по данным ТИ			
Ноябрь	по данным ТИ			
Декабрь	по данным ТИ			
Итого по данным ТИ		257.396	-523.273	265.877

Спасибо за внимание