

ПРОБЛЕМЫ СВЕДЕНИЯ ВОДНЫХ И ТЕПЛОВЫХ БАЛАНСОВ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Ежемесячно, при подведении итогов работы любой энергетической компании возникает проблема несходимости результатов учета количества теплоты и массы теплоносителя на источнике и у подключенных к нему абонентов. Проблема водных и тепловых небалансов особенно заметна на крупных источниках теплоты, имеющих несколько протяженных двухтрубных тепломагистралей.

Действующие нормативные документы не содержат каких-либо указаний по разрешению данного вопроса, а так как при составлении отчетов небаланса не должно быть, то и решается эта проблема различными незаконными способами. Как правило, этот небаланс распределяется среди потребителей, не имеющих приборов учета тепла и воды. В случаях же когда все потребители имеют приборы учета тепла небаланс приводит к конфликтам между поставщиками и потребителями тепла.

Если на узлах учета источника и потребителей все измерения правильно организованы и отсутствуют теплопотери в магистрали, то можно утверждать, что единственной причиной небалансов являются систематические погрешности применяемых средств измерений (СИ). Поэтому необходимо сводить водные и тепловые балансы с учетом нормированных метрологических характеристик всех СИ, показания которых могут влиять на величину небаланса.

К сожалению, получив сегодня то или иное СИ, мы ничего не знаем ни о величине, ни о знаке его систематической погрешности, так как мы не имеем сведений о его градуировочной характеристике – это не отражено в свидетельстве о поверке данного СИ. Поэтому невозможно определить конкретных «виновников» небаланса для того, чтобы внести в их показания необходимые поправки в соответствии с величиной и знаком выявленной при проверке систематической погрешности и тем самым существенно улучшить сходимость результатов измерений.

Авторы данной статьи поставили перед собой следующие задачи:

- предложить критерии сходимости водных и тепловых балансов;
- показать, что при существующих алгоритмах вычисления баланс для некоторых параметров сводить бессмысленно.

При составлении балансов учитывают следующие величины:

- Массы теплоносителя, которые прошли по подающему и обратному трубопроводам источника теплоты за отчетный период, $M_{1и}$ и $M_{2и}$ соответственно;
- Количество теплоносителя, израсходованного на подпитку на источнике за отчетный период, $M_{рИ} = M_{1и} - M_{2и}$;
- Количество теплоты, прошедшее за отчетный период по подающему и обратному трубопроводам источника теплоты, $Q_{1и}$ и $Q_{2и}$ соответственно;
- Количество теплоты, отпущенное источником потребителям, $Q_{рИ} = Q_{1и} - Q_{2и}$;
- Масса теплоносителя, прошедшая по подающему и обратному трубопроводам i -го потребителя, $M_{1Пi}$ и $M_{2Пi}$ соответственно;
- Масса теплоносителя, не возвращенная i -м потребителем, $M_{рi} = M_{1Пi} - M_{2Пi}$;
- Количество теплоты, полученное i -м потребителем, $Q_{рi} = Q_{1Пi} - Q_{2Пi}$;
- Суммарные потери тепла при его транспортировке в подающем и обратном трубопроводах, $Q_{ТП1}$ и $Q_{ТП2}$ соответственно.

Представляется разумным при сопоставлении результатов измерений и вычисления масс и количеств теплоты на источнике и у потребителей считать измерения и вычисления корректными, если доверительные интервалы сопоставляемых параметров имеют хотя бы одно общее значение.

Математически это утверждение записывается следующим образом:

$$\left| M_{1И} - \sum_1^n M_{1Иi} \right| \leq |\Delta M_{1И}| + \left| \Delta \sum_1^n M_{1Иi} \right| \quad (1)$$

$$\left| M_{2И} - \sum_1^n M_{2Иi} \right| \leq |\Delta M_{2И}| + \left| \Delta \sum_1^n M_{2Иi} \right| \quad (2)$$

$$\left| Q_{1И} - \sum_1^n Q_{1Иi} - Q_{1И2} \right| \leq |\Delta Q_{1И}| + \left| \Delta \sum_1^n Q_{1Иi} \right| \quad (3)$$

$$\left| Q_{2И} - \sum_1^n Q_{2Иi} + Q_{2И2} \right| \leq |\Delta Q_{2И}| + \left| \Delta \sum_1^n Q_{2Иi} \right| \quad (4)$$

$$\left| M_{PI} - \sum_1^n M_{Pi} \right| \leq |\Delta M_{PI}| + \left| \Delta \sum_1^n M_{Pi} \right| \quad (5)$$

$$\left| Q_{PI} - \sum_1^n Q_{PIi} \right| \leq |\Delta Q_{PI}| + \left| \Delta \sum_1^n Q_{PIi} \right| \quad (6)$$

В правой части неравенств (1) – (6) приведены предельно допустимые абсолютные погрешности измерения параметров. Например, $\Delta M_{1И}$ – предельно допустимая погрешность измерения массы теплоносителя в подающем трубопроводе источника теплоты, а $\Delta \sum_1^n M_{1Иi}$ – предельно допустимая погрешность суммы измерений масс теплоносителя в подающих трубопроводах потребителей.

Покажем, как следует решать этот вопрос на примере магистрали ТМ-4, подключенной к теплоцентрали ТЭЦ-3 г. Хабаровска.

Магистраль ТМ-4 двухтрубная, наземная, изолированная, с условным проходом 600 мм, общей протяженностью около двух километров. К магистрали подключены четыре абонента с зависимой системой теплоснабжения и открытой системой ГВС: очистные сооружения горячего водоснабжения (ОСГВ) и канализации (ОСК), птицефабрика (ПТФ) и тепличный комбинат (комбинат). Все абоненты и источник оборудованы узлами учета тепла и воды. Из них четыре узла: ОСГВ, ОСК, ПТФ, ТЭЦ оснащены теплосчетчиками на базе метода переменного перепада с преобразователями расхода САПФИР-22ДД (ОСГВ, ОСК) и ЕЖА-110А (ТЭЦ) и тепловычислителем СПТ-961, а узел учета комбината оснащен теплосчетчиком с ультразвуковыми корреляционными преобразователями расхода. Измерительные участки трубопроводов узла учета комбината оборудованы эмалированными вставками с условным проходом $du=250$ мм, при условном проходе трубопроводов магистрали абонента $du=600$ мм.

В качестве расчетного периода выбираем февраль 2001 г.

Исходные данные для анализа приведены в таблицах 1 – 5, а обобщенные данные приведены в таблице 6.

ОТЧЕТ

о теплопотреблении в теплофикационной воде за февраль месяц 2001 г.Потребитель: ГСП т. к-т «Федоровский»

Энергоснабжающая организация ТЭЦ-3

Адрес: п. Березовка

Телефон № _____

Договор № 231 от « _____ » _____ 200_ г.

Характеристики средств измерений

 $M_{1min} = 480$ т/сут $M_{1max} = 48000$ т/сут $t_{хв} = 5$ °С $M_{2min} = 480$ т/сут $M_{2max} = 48000$ т/сут

Дата	Подающий трубопровод			Обратный трубопровод			$M_p = M_1 - M_2$	$Q_p = Q_1 - Q_2$
	$t_1, ^\circ\text{C}$	$M_1, \text{т}$	$Q_1, \text{Гкал}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$M_2, \text{т}$	$Q_2, \text{Гкал}$	т	Гкал
01.02.01	90,0	25233,0	2147,2	61,2	24509,0	1377,3	724,0	769,9
02.02.01	88,7	24631,0	2064,5	59,8	23729,0	1301,3	902,0	763,2
03.02.01	86,2	21333,0	1734,6	56,6	20763,0	1053,8	570,0	680,8
04.02.01	81,6	26220,0	2010,0	54,9	25376,0	1266,9	844,0	743,1
05.02.01	82,8	26845,0	2091,0	55,1	25895,0	1297,3	950,0	793,7
06.02.01	91,4	26960,0	2330,9	60,0	25841,0	1421,1	1119,0	909,8
07.02.01	91,7	26600,0	2308,0	60,4	25537,0	1414,9	1063,0	893,1
08.02.01	91,0	25654,0	2205,0	59,6	24288,0	1324,1	1366,0	880,9
09.02.01	93,5	23254,0	2060,4	60,5	22445,0	1247,9	809,0	812,5
10.02.01	95,1	24566,0	2218,4	61,6	23584,0	1338,2	982,0	880,2
11.02.01	95,7	25350,0	2302,8	61,7	24441,0	1389,7	909,0	913,1
12.02.01	92,8	26805,0	2313,0	60,9	25307,0	1412,8	1498,0	900,2
13.02.01	92,9	26506,0	2331,6	60,7	25522,0	1422,8	984,0	908,8
14.02.01	93,8	24523,0	2181,8	61,1	23621,0	1326,9	902,0	854,9
15.02.01	94,1	20798,0	1859,7	58,4	19875,0	1077,2	923,0	782,5
16.02.01	91,0	19135,0	1648,3	56,4	18555,0	953,5	580,0	694,8
17.02.01	91,9	21755,0	1894,7	58,5	21016,0	1128,8	739,0	765,9
18.02.01	94,3	17486,0	1562,7	58,8	16984,0	910,4	502,0	652,3
19.02.01	94,6	15053,0	1353,2	57,2	14506,0	736,5	547,0	616,7
20.02.01	91,0	15684,0	1351,0	56,3	15173,0	752,7	511,0	598,3
21.02.01	92,9	15851,0	1212,9	54,8	13378,0	657,3	2473,0	555,6
22.02.01	92,7	15351,0	1338,1	58,3	14832,0	763,3	519,0	574,8
23.02.01	94,0	16190,0	1440,0	58,2	15504,0	783,0	686,0	657,0
24.02.01	90,3	18394,0	1584,6	60,4	17806,0	944,6	588,0	640,0
25.02.01	89,9	19428,0	1661,7	59,4	18753,0	993,1	675,0	668,6
26.02.01	88,4	17246,0	1444,4	56,0	16772,0	844,1	474,0	600,3
27.02.01	88,3	14996,0	1250,2	58,7	14334,0	717,8	662,0	532,4
28.02.01	80,5	18054,0	1374,5	52,5	17454,0	822,0	600,0	552,5
Итого:		599901,0	51275,2		575800,0	30679,3	24101	20596

ОТЧЕТ

о теплотреблении в теплофикационной воде за февраль месяц 2001 г.

Потребитель: ПТФ
Адрес: п. Березовка

Энергоснабжающая организация ТЭЦ – 3
Телефон № _____

Договор № 960 от « ____ » _____ 200_ г.

Характеристики средств измерений $M_{1\min} = 960$ т/сут $M_{1\max} = 3840$ т/сут
 $t_{\text{хв}} = 5$ °С $M_{2\min} = 960$ т/сут $M_{2\max} = 3840$ т/сут

Дата	Подающий трубопровод			Обратный трубопровод			$M_p = M_1 - M_2$	$Q_p = Q_1 - Q_2$
	$t_1, ^\circ\text{C}$	$M_1, \text{т}$	$Q_1, \text{Гкал}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$M_2, \text{т}$	$Q_2, \text{Гкал}$	т	Гкал
01.02.01	86,0	2778,0	226,0	63,0	2654,0	155,0	124,0	71,0
02.02.01	85,0	2927,0	235,0	62,0	2841,0	163,0	86,0	72,0
03.02.01	83,0	3019,0	235,0	60,0	2959,0	163,0	60,0	72,0
04.02.01	78,0	2715,0	197,0	53,0	2662,0	128,0	53,0	69,0
05.02.01	78,0	2818,0	205,0	52,0	2751,0	131,0	67,0	74,0
06.02.01	87,0	2859,0	233,0	59,0	2781,0	192,0	78,0	41,0
07.02.01	88,0	2820,0	235,0	62,0	2743,0	156,0	77,0	79,0
08.02.01	87,0	2810,0	231,0	63,0	2746,0	158,0	64,0	73,0
09.02.01	90,0	2792,0	238,0	66,0	2722,0	166,0	70,0	72,0
10.02.01	91,0	2697,0	233,0	65,0	2645,0	158,0	52,0	75,0
11.02.01	92,0	2823,0	245,0	65,0	2776,0	166,0	47,0	79,0
12.02.01	89,0	2928,0	246,0	63,0	2896,0	163,0	32,0	83,0
13.02.01	89,0	2811,0	236,0	63,0	2148,0	159,0	663,0	77,0
14.02.01	91,0	2780,0	238,0	65,0	2719,0	162,0	61,0	76,0
15.02.01	92,0	2870,0	250,0	67,0	2796,0	179,0	74,0	71,0
16.02.01	90,0	2837,0	240,0	69,0	2709,0	163,0	128,0	77,0
17.02.01	90,0	2715,0	232,0	66,0	2581,0	157,0	134,0	75,0
18.02.01	93,0	2858,0	252,0	71,0	2774,0	182,0	84,0	70,0
19.02.01	94,0	2982,0	265,0	70,0	2839,0	185,0	143,0	80,0
20.02.01	90,0	2864,0	243,0	66,0	2796,0	169,0	68,0	74,0
21.02.01	92,0	3016,0	263,0	71,0	2969,0	191,0	47,0	72,0
22.02.01	91,0	3098,0	269,0	69,0	2976,0	193,0	122,0	76,0
23.02.01	93,0	2865,0	292,0	68,0	2779,0	177,0	86,0	115,0
24.02.01	90,0	2884,0	244,0	66,0	2817,0	173,0	67,0	71,0
25.02.01	89,0	2997,0	252,0	67,0	2930,0	182,0	67,0	70,0
26.02.01	88,0	2803,0	233,0	63,0	2701,0	198,0	102,0	35,0
27.02.01	87,0	2727,0	226,0	65,0	2605,0	159,0	122,0	67,0
28.02.01	79,0	2810,0	210,0	60,0	2647,0	147,0	163,0	63,0
Итого:		79903,0	6704,0		76962,0	4675,0	2941	2029

ОТЧЕТ

о теплоснабжении в теплофикационной воде за февраль месяц 2001 г.Потребитель: ОСК МУП «Водоканал» Энергоснабжающая организация ТЭЦ – 3Адрес: п. Федоровка Телефон № _____Договор № 49 от « ____ » _____ 200_ г.Характеристики средств измерений $M_{1min} = 192$ т/сут $M_{1max} = 960$ т/сут $t_{хв} = 5$ °С $M_{2min} = 192$ т/сут $M_{2max} = 960$ т/сут

Дата	Подающий трубопровод			Обратный трубопровод			$M_p = M_1 - M_2$	$Q_p = Q_1 - Q_2$
	$t_1, ^\circ\text{C}$	$M_1, \text{т}$	$Q_1, \text{Гкал}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$M_2, \text{т}$	$Q_2, \text{Гкал}$	т	Гкал
01.02.01	86,0	819,0	66,0	64,0	747,0	44,0	72,0	22,0
02.02.01	85,0	845,0	67,0	63,0	774,0	45,0	71,0	22,0
03.02.01	83,0	1181,0	92,0	64,0	1113,0	67,0	68,0	25,0
04.02.01	77,0	718,0	52,0	55,0	673,0	34,0	45,0	18,0
05.02.01	77,0	643,0	47,0	51,0	623,0	29,0	20,0	18,0
06.02.01	85,0	657,0	53,0	57,0	621,0	32,0	36,0	21,0
07.02.01	86,0	617,0	50,0	57,0	588,0	31,0	29,0	19,0
08.02.01	86,0	639,0	52,0	57,0	597,0	31,0	42,0	21,0
09.02.01	89,0	690,0	58,0	62,0	654,0	38,0	36,0	20,0
10.02.01	90,0	642,0	54,0	61,0	610,0	34,0	32,0	20,0
11.02.01	90,0	592,0	50,0	59,0	571,0	31,0	21,0	19,0
12.02.01	87,0	623,0	51,0	57,0	595,0	31,0	28,0	20,0
13.02.01	87,0	614,0	50,0	57,0	589,0	31,0	25,0	19,0
14.02.01	88,0	660,0	55,0	60,0	616,0	34,0	44,0	21,0
15.02.01	89,0	622,0	52,0	60,0	561,0	31,0	61,0	21,0
16.02.01	86,0	616,0	50,0	57,0	549,0	29,0	67,0	21,0
17.02.01	86,0	582,0	47,0	58,0	544,0	29,0	38,0	18,0
18.02.01	89,0	645,0	55,0	62,0	605,0	35,0	40,0	20,0
19.02.01	90,0	689,0	59,0	64,0	643,0	38,0	46,0	21,0
20.02.01	86,0	652,0	53,0	61,0	608,0	34,0	44,0	19,0
21.02.01	89,0	649,0	55,0	65,0	621,0	37,0	28,0	18,0
22.02.01	87,0	603,0	50,0	62,0	567,0	32,0	36,0	18,0
23.02.01	89,0	605,0	51,0	62,0	563,0	33,0	42,0	18,0
24.02.01	85,0	568,0	46,0	58,0	535,0	29,0	33,0	17,0
25.02.01	84,0	556,0	44,0	57,0	540,0	29,0	16,0	15,0
26.02.01	83,0	589,0	46,0	58,0	562,0	30,0	27,0	16,0
27.02.01	84,0	617,0	49,0	59,0	592,0	32,0	25,0	17,0
28.02.01	86,0	572,0	41,0	55,0	555,0	28,0	17,0	13,0
Итого:		18505,0	1495,0		17416,0	958,0	1089	537

ОТЧЕТ

о теплотреблении в теплофикационной воде за февраль месяц 2001 г.Потребитель: ОСГВ «Водоканал»

Энергоснабжающая организация ТЭЦ – 3

Адрес: п. Березовка

Телефон № _____

Договор № 49 от « ____ » _____ 200_ г.

Характеристики средств измерений

 $M_{1min}=120$ т/сут $M_{1max}=600$ т/сут $t_{хв}=5,0$ °С $M_{2min}=120$ т/сут $M_{2max}=600$ т/сут

Дата	Подающий трубопровод			Обратный трубопровод			$M_p=M_1 - M_2$	$Q_p=Q_1 - Q_2$
	$t_1, ^\circ\text{C}$	$M_1, \text{т}$	$Q_1, \text{Гкал}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$M_2, \text{т}$	$Q_2, \text{Гкал}$	т	Гкал
01.02.01	86,56	398,0	32,5	53,46	386,0	18,7	12,0	13,8
02.02.01	85,47	404,0	32,6	53,24	390,0	18,9	14,0	13,7
03.02.01	79,30	443,0	34,7	53,62	428,0	20,9	15,0	13,8
04.02.01	78,39	395,0	29,0	48,24	384,0	16,6	11,0	12,4
05.02.01	79,30	387,0	28,8	47,15	371,0	15,7	16,0	13,1
06.02.01	87,47	381,0	31,4	51,32	369,0	17,1	12,0	14,3
07.02.01	87,98	390,0	32,4	52,53	377,0	18,0	13,0	14,4
08.02.01	87,56	414,0	34,4	53,88	402,0	19,7	12,0	14,7
09.02.01	90,06	414,0	35,2	55,68	399,0	20,4	15,0	14,8
10.02.01	91,34	360,0	31,2	52,96	352,0	16,9	8,0	14,3
11.02.01	91,73	352,0	30,6	52,24	338,0	16,1	14,0	14,5
12.02.01	88,75	341,0	28,6	49,78	330,0	14,8	11,0	13,8
13.02.01	88,80	363,0	30,4	49,74	339,0	15,6	24,0	14,8
14.02.01	89,70	324,0	27,5	48,96	308,0	13,6	16,0	13,9
15.02.01	90,60	400,0	34,3	54,62	383,0	19,3	17,0	15,0
16.02.01	87,96	431,0	35,7	55,88	412,0	21,2	19,0	14,5
17.02.01	88,52	361,0	30,2	52,49	345,0	16,4	16,0	13,8
18.02.01	91,30	452,0	39,1	59,08	438,0	24,0	14,0	15,1
19.02.01	91,36	365,0	31,7	54,57	346,0	17,5	19,0	14,2
20.02.01	87,14	267,0	22,0	45,22	251,0	10,2	16,0	11,8
21.02.01	89,02	252,0	21,2	45,36	236,0	9,5	16,0	11,7
22.02.01	88,94	276,0	23,2	46,52	252,0	11,1	24,0	12,1
23.02.01	90,17	291,0	24,9	48,93	272,0	12,0	19,0	12,9
24.02.01	87,20	349,0	28,7	51,06	332,0	15,4	17,0	13,3
25.02.01	90,17	324,0	26,4	48,90	306,0	13,6	18,0	12,8
26.02.01	84,90	306,0	24,5	46,96	284,0	12,0	22,0	12,5
27.02.01	85,38	317,0	25,5	48,37	293,0	12,8	24,0	12,7
28.02.01	78,11	344,0	25,3	46,51	321,0	13,6	23,0	11,7
Итого:		10101,0	832,0		9644,0	451,6	457	380

ОТЧЕТ

о теплопотреблении в теплофикационной воде за февраль месяц 2001 г.Потребитель: ТМ – 4 Энергоснабжающая организация ТЭЦ – 3

Адрес: _____ Телефон № _____

Договор № _____ от « ____ » _____ 200_ г.

Характеристики средств измерений $M_{1min} = 384$ т/сут $M_{1max} = 38400$ т/сут $M_{2min} = 384$ т/сут $M_{2max} = 38400$ т/сут

Дата	$t_{хв}, ^\circ\text{C}$	Подающий трубопровод			Обратный трубопровод			$M_p = M_1 - M_2$ т	$Q_p = Q_1 - Q_2$ Гкал
		$t_1, ^\circ\text{C}$	$M_1, \text{т}$	$Q_1, \text{Гкал}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$M_2, \text{т}$	$Q_2, \text{Гкал}$		
01.02.01	1,16	91,1	27884,0	2507,9	60,9	27331,0	1632,8	553,0	875,1
02.02.01	1,11	89,8	27551,0	2443,5	59,6	26818,0	1568,6	733,0	874,9
03.02.01	1,12	87,5	24723,0	2135,6	55,9	24267,0	1329,3	456,0	806,2
04.02.01	1,11	82,5	28730,0	2338,3	54,3	28239,0	1502,0	491,0	836,3
05.02.01	1,17	84,6	29360,0	2449,5	53,8	28882,0	1520,1	478,0	929,4
06.02.01	1,16	92,8	29408,0	2694,9	58,9	28770,0	1661,2	638,0	1033,8
07.02.01	1,16	92,8	29001,0	2657,7	59,9	28435,0	1670,3	566,0	987,4
08.02.01	1,17	92,6	28090,0	2568,3	59,2	27167,0	1576,5	923,0	991,8
09.02.01	1,20	94,8	25917,0	2425,8	60,6	25449,0	1511,7	468,0	914,2
10.02.01	1,19	96,5	26943,0	2567,9	61,2	26384,0	1583,3	559,0	984,6
11.02.01	1,19	96,9	27752,0	2656,1	61,3	27265,0	1638,9	487,0	1017,2
12.02.01	1,19	94,0	28685,0	2662,3	60,2	28154,0	1661,4	531,0	1000,9
13.02.01	1,22	94,1	28748,0	2670,1	60,1	28248,0	1663,2	500,0	1006,9
14.02.01	1,22	95,3	27262,0	2564,8	60,7	26781,0	1592,9	481,0	971,9
15.02.01	1,23	95,2	23707,0	2227,7	59,6	22984,0	1341,6	723,0	886,2
16.02.01	1,20	92,6	22106,0	2020,5	57,0	21588,0	1204,6	518,0	815,9
17.02.01	1,30	93,4	24329,0	2240,7	58,7	23763,0	1364,0	566,0	876,7
18.02.01	1,20	95,9	20643,0	1954,9	60,3	20216,0	1194,8	427,0	760,1
19.02.01	1,20	96,1	18446,0	1750,5	58,5	17893,0	1025,3	553,0	725,3
20.02.01	1,20	92,8	18740,0	1716,6	55,9	18208,0	996,0	532,0	720,6
21.02.01	1,20	94,0	17243,0	1600,2	56,9	16762,0	933,6	481,0	666,5
22.02.01	1,20	95,3	18590,0	1749,3	58,4	18040,0	1031,9	550,0	717,4
23.02.01	1,16	95,0	19291,0	1811,0	57,4	18566,0	1043,4	725,0	767,6
24.02.01	1,16	92,3	21337,0	1944,7	58,6	20784,0	1194,5	553,0	750,2
25.02.01	1,13	91,4	22382,0	2020,9	58,8	21827,0	1258,8	555,0	762,1
26.02.01	1,13	90,0	20196,0	1795,2	56,0	19599,0	1075,8	597,0	719,4
27.02.01	1,17	89,8	17824,0	1579,4	56,5	17214,0	951,9	610,0	627,5
28.02.01	1,16	83,4	20895,0	1718,0	52,3	20268,0	1035,7	627,0	682,3
Итого:			675783,0	61472,3		659902,0	37763,9	15881	23708

Таблица 6.

Узел учета	Значения параметров					
	M ₁	M ₂	M ₁ -M ₂	Q ₁	Q ₂	Q ₁ -Q ₂
	Т			Гкал		
Комбинат	599901	575800	24101	51275	30679	20596
ПТФ	79903,0	76962	2941	6704	4675	2029
ОСК	18505	17416	1089	1495	958	537
ОСГВ	10101	9644	457	832	452	380
Итого по абонентам	708410	679822	28588	60306	36764	23542
ТЭЦ	675783	659902	15881	61472	37764	23708
ТЭЦ t _{хв} = 5 °С	675783	659902	15881	58890	35241	23649

В таблицах 1-6 величины Q₁, Q₂, Q_p рассчитаны по формулам:

$$Q_1 = M_1(h_1 - h_{хв}) \quad (7)$$

$$Q_2 = M_2(h_2 - h_{хв}) \quad (8)$$

$$Q_p = Q_1 - Q_2 = M_1(h_1 - h_{хв}) - M_2(h_2 - h_{хв}) \quad (9)$$

где h₁=C_{p1}t₁, h₂=C_{p2}t₂ – энтальпия теплоносителя в подающем, обратном трубопроводах, рассчитываемая по температурам в подающем и обратном трубопроводах соответственно; h_{хв}=C_{pхв}t_{хв} – энтальпия холодной воды, рассчитываемая по температуре холодной воды, которая измеряется на источнике и принимается в качестве константы, равной 5 °С у потребителей. Заметим, что в таблице 6 приведены истинные с учетом измеренной температуры холодной воды на источнике и откорректированные значения Q_{1и} и Q_{2и}.

Приняв в соответствии с [6, 8] предельно допустимую погрешность измерения теплоты и массы δQ₁=δQ₂=3%, а δM₁=δM₂=2% – для узла учета комбината и δM₁=δM₂=5% для всех остальных узлов учета, найдем ΔM_{1и}, ΔM_{2и}, ΔM_{1пи}, ΔM_{2пи}, ΔQ_{1и}, ΔQ_{2и}, ΔQ_{1пи}, ΔQ_{2пи}. Эти данные приведены в таблице 7. Как видно из таблицы 7, неравенства (1) – (4) удовлетворяются. Это говорит о том, что баланс по массе и по теплу для каждого из отдельных трубопроводов (подающего и обратного) сходится. Из таблицы 7 также следует, что баланс по массе сходится даже если принять для всех узлов учета δM₁=2,5% и δM₂=2%. Следовательно, можно сделать вывод, что все узлы учета исправны, а результаты измерения величин M₁, M₂, Q₁, Q₂ достоверны, что нельзя сказать о результатах измерения величин M_p и Q_p.

Таблица 7.

Узел учета	M ₁	ΔM ₁	M ₂	ΔM ₂	Q ₁	ΔQ ₁	Q ₂	ΔQ ₂
	Т				Гкал			
Комбинат	599901	11998	575800	11516	51275	1538	30679	920
ПТФ	79903	3995	76962	3848	6704	201	4675	140
ОСК	18505	925	17416	870	1495	44	958	28
ОСГВ	10101	505	9644	482	832	25	452	13
Итого по абонентам Σ	708410	17423	679822	16717	60306	1809	36764	1103
ТЭЦ	675783	33789	659902	32995	58890	1766	35241	1057
$ M_{и} - \sum_1^4 M_{и} $	32627		19920					
$ \Delta M_{и} + \Delta \sum_1^4 M_{и} $		51212		49712				
$ Q_{и} - \sum_1^4 Q_{и} $					1416		1523	
$ \Delta Q_{и} + \Delta \sum_1^4 Q_{и} $						3576		2160

Заметим, что в нашем случае величины $M_p = M_1 - M_2$ и $Q_p = Q_1 - Q_2$ определяются косвенным методом по результатам прямых измерений массы (объема) и температуры теплоносителя. В этом случае существуют два метода оценки результирующей погрешности.

1 Метод. Геометрическое сложение погрешностей отдельных СИ.

За результирующую погрешность принимается значение квадратного корня из суммы квадратов значений погрешности отдельных СИ [1, 2]. Заметим, что геометрическое сложение относится, прежде всего, к случайным во времени отклонениям, но не к систематическим погрешностям. Хотя, согласно ГОСТ 8.009-84, способ сложения под корнем применяется и к систематическим погрешностям, но при этом вводится некоторый коэффициент $K > 1$, который зависит от числа суммируемых составляющих и доверительной вероятности. Так, например, при доверительной вероятности, равной 0,95 коэффициент $K = 1,1$, а при доверительной вероятности 0,99 – $K = 1,4$.

Метод 2. Алгебраическое сложение погрешностей отдельных СИ.

Результирующая погрешность вычисляется как сумма максимально допустимых погрешностей отдельных СИ с учетом как величин, так и знаков этих погрешностей [3-5]. При этом методе можно оценить предельно допустимую результирующую погрешность, которая может возникнуть при самом неблагоприятном сочетании величин и знаков инструментальных погрешностей отдельных СИ. Для этого необходимо предположить, что систематическая погрешность каждого СИ достигла предельно допустимых для него значений. В этом случае предельно допустимая результирующая погрешность, вычисляется через алгебраическое сложение модулей систематических (квазипостоянных) предельно допустимых погрешностей, и представляет собой те рамки, за которые не должна выходить фактическая погрешность узла учета, если погрешности отдельных приборов не выходят за пределы допустимых.

Можно показать [3], что относительные предельно допустимые результирующие погрешности измерения разности M_p и Q_p рассчитывается по формулам:

$$\delta M_p = K_M \delta M \quad (10)$$

$$\delta Q_p = K_Q \delta Q \quad (11)$$

где $\delta M = \delta M_1 = \delta M_2 = \pm 2\%$ и $\delta Q = \delta Q_1 = \delta Q_2 = \pm 3\%$ - предельно допустимые погрешности измерения массы и количества теплоты. Коэффициенты K_M и K_Q – это методические коэффициенты, зависящие от метода оценки результирующей погрешности. Так, например, при использовании первого метода оценки результирующей погрешности (геометрическое сложение) эти коэффициенты рассчитываются по формулам:

$$K_M = C_1 \frac{\sqrt{M_1^2 + M_2^2}}{M_1 - M_2} = C_1 \frac{\sqrt{1 + A_1^2}}{1 - A_1} \quad (12)$$

$$K_Q = C_1 \frac{\sqrt{Q_1^2 + Q_2^2}}{Q_1 - Q_2} = C_1 \frac{\sqrt{1 + A_2^2}}{1 - A_2} \quad (13)$$

в которых $C_1 = 1,4$ при доверительной вероятности 0,99 и $C_1 = 1,1$ при доверительной вероятности 0,95; $A_1 = M_2 / M_1$, $A_2 = Q_2 / Q_1$.

При использовании второго метода оценки результирующей погрешности (алгебраическое сложение) $K_M = 1$ и $K_Q = 1$ при одинаковых знаках δM_1 и δM_2 , δQ_1 и δQ_2 . Если же δM_1 и δM_2 , δQ_1 и δQ_2 имеют разные знаки, то в этом случае коэффициенты рассчитываются по формулам:

$$K_M = \frac{M_1 + M_2}{M_1 - M_2} = \frac{1 + A_1}{1 - A_1}, \quad (14)$$

$$K_Q = \frac{Q_1 + Q_2}{Q_1 - Q_2} = \frac{1 + A_2}{1 - A_2}, \quad (15)$$

В таблице 8 приведены значения относительных предельно допустимых погрешностей измерения $M_P=M_1 - M_2$ и $Q_P=Q_1 - Q_2$ и методических коэффициентов K_M и K_Q , рассчитанных по формулам (10) – (15).

Таблица 8.

Узел учета	Метод 1 (геометрическое сложение)								Метод 2 (алгебраическое сложение)			
	$C_1=1,1$				$C_1=1,4$				$\delta M_1=\delta M_2=2\%$		$\delta Q_1= \delta Q_2=3\%$	
	K_M	δM_P	K_Q	δQ_P	K_M	δM_P	K_Q	δQ_P	K_M	δM_P	K_Q	δQ_P
	-	%	-	%	-	%	-	%	-	%	-	%
Комбинат	38	76	3,2	10	48	97	4,1	12	49	98	4,0	12
ПТФ	41	83	4,4	13	53	106	5,6	17	53	107	5,6	17
ОСК	26	51	3,6	11	33	65	4,6	14	33	66	4,6	14
ОСГВ	34	67	2,7	8	43	86	3,5	10	43	86	3,4	10
Итого по абонентам	38	76	3,3	10	48	96	4,2	13	49	97	4,1	12
ТЭЦ	65	131	3,3	10	83	167	4,3	13	84	168	4,2	13

Анализ таблицы 8 показывает, что свести баланс по потерям сетевой воды практически невозможно, так как погрешность измерения разности масс слишком велика от 50 и более процентов. Сведение же баланса по проданному (потребленному) теплу тоже не вполне корректно: погрешность составляет 8-17%. Корректным является сведение балансов только по M_1 , M_2 , Q_1 и Q_2 .

Следовательно, можно сделать вывод, что все узлы учета исправны, а результаты измерения величин M_1 , M_2 , Q_1 , Q_2 достоверны. Как указано выше, сводить баланс по потерям сетевой воды и по отпущенному (потребленному) количеству теплоты при использовании разностных вычислений $M_P=M_1 - M_2$, $Q_P=Q_1 - Q_2$, по крайней мере, некорректно.

В этом случае погрешность измерения разности масс δM_P и разности количеств теплоты δQ_P превышает все допустимые пределы. Это связано с методической погрешностью измерений, которая может во много раз превышать допустимую погрешность измерения водо- и теплосчетчиков, установленных на трубопроводах источника и потребителей, подключенных к магистрали ТМ-4.

Погрешность измерения величин M_P и Q_P можно уменьшить, если использовать другие алгоритмы вычисления этих величин [7]:

$$M_P=M_{\text{ут.произв.}}+M_{\text{ут.непроизв.}} \quad (21)$$

$$Q_P=M_1(h_1 - h_2) + M_P(h_2 - h_{\text{хв}}) \quad (22)$$

$$Q_P=M_2(h_1 - h_2) + M_P(h_1 - h_{\text{хв}}) \quad (23)$$

В этих формулах $M_{\text{ут.произв.}}$ – это «производительные» потери сетевой воды, а $M_{\text{ут.непроизв.}}$ – это неучтенные потери сетевой воды.

Отметим, что в этом случае «производительные» потери сетевой воды у абонентов рассчитываются по формуле $M_{\text{ут.произв.}}=M_{\text{ГВС}}$, и по формуле $M_{\text{ут.произв.}}=M_{\text{подп.}}$ на источнике. Поэтому при $M_{\text{ут.непроизв.}}=0$ результирующая погрешность измерения M_P будет равна инструментальной погрешности водосчетчика, установленного на трубопроводе ГВС у потребителя и на подпиточном трубопроводе магистрали на источнике.

Однако, при практической реализации алгоритма (21)-(23) возникает трудноразрешимая проблема: «Как учитывать и на кого относить «непроизводительные» потери сетевой воды

$M_{\text{ут.непроизв.}}?$). При этом эти утечки могут иметь как знак плюс, так и знак минус, а ее величина может превышать нормативную величину.

Кроме того, невозможно учесть $M_{\text{подпитки}}$ для каждой из магистралей источника теплоты, так как, как правило, на источнике теплоты имеется только один водосчетчик на вводе холодной воды перед системой ХВО. Поэтому на источнике можно учесть только общее количество подпиточной воды в целом для всего источника без разбивки по отдельным магистралям. Следовательно, при существующем положении на источнике невозможно реализовать алгоритм (21) – (23) для отдельной тепломагистрали и поэтому приходится использовать «разностный» метод: $M_{\text{р}}=M_1 - M_2$ и $Q_{\text{р}}=Q_1 - Q_2$, что и применяется сегодня на большинстве источников теплоты.

Реализация алгоритма (21) – (23) у абонентов потребует установки водосчетчика на трубопроводе ГВС, а также в циркуляционном контуре системы ГВС. Однако в этом случае «производительные» утечки будут рассчитываться по формуле:

$$M_{\text{ут.произв.}} = M_{\text{ГВС}} - M_{\text{цирк}} \quad (24)$$

и поэтому в этом случае результирующая погрешность измерения этой величины снова будет значительно превышать предельно допустимое значение, равное 2%.

Вышеизложенное позволяет сделать следующие выводы:

1. При использовании для учета тепла формул, реализующих алгоритм вычитания, сведения балансов по подпиточной воде является невозможным, а по отпущенному теплу очень приблизительным.

2. Сведение балансов по массе и теплу в подающем и обратном трубопроводах позволяет контролировать работоспособность узлов учета.

3. В качестве критериев сопоставления результатов измерений и вычислений масс и количеств воды на источнике и у потребителя можно принять наличие общих значений в доверительных интервалах сопоставляемых величин.

4. Существующая конфигурация измерительных систем в принципе не позволяет наладить достоверный учет потерь сетевой воды, как у потребителя, так и на источниках тепла.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.П. Глухов, С.Н. Канев, В.П. Соломатин. К вопросу о выборе теплосчетчиков для организации коммерческого учета тепла в системах теплоснабжения с открытым водоразбором. Материалы III конференции «Организация коммерческого учета энергоносителей», 1995 г.
2. Ж.Ф. Кудряшева. Об оценивании погрешности теплосчетчиков. Материалы IV конференции «Коммерческий учет энергоносителей», 1996.
3. П.В. Новицкий. Методические погрешности узлов учета при косвенном определении разности измеряемых величин. Материалы VI конференции «Коммерческий учет энергоносителей», 1997 г.
4. А.Г. Лупей. К вопросу об оценке погрешности измерений тепловой энергии. Материалы V конференции «Коммерческий учет энергоносителей», 1997 г.
5. А.И. Лисенков, А.А. Дудыкин. Погрешности измерения тепловой энергии в открытых и закрытых системах теплоснабжения. Материалы VIII «Коммерческий учет энергоносителей», 1998 г.
6. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Москва, 1995 г.
7. МИ 2412-97 «ГСИ. Водяные системы теплоснабжения. Уравнение измерений тепловой энергии и количества теплоносителя». Москва, ВНИИМС, 1997 г.
8. ГОСТ 8.563.1-3-97 «ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления».